



Universidad
Carlos III de Madrid

Departamento de Ingeniería Eléctrica

Proyecto Fin de Carrera

Metodología de cálculo de la capacidad de intercambio internacional en sistemas eléctricos

Autor: Ignacio Esteban Fernández

Director: Fernando Soto Martos

Leganés, septiembre de 2012

AGRADECIMIENTOS

A Fernando Soto, sin cuya ayuda y supervisión este proyecto no habría sido posible

A mi familia y a mis amigos, por su constante apoyo en estos años de carrera

A todos los demás que, conscientemente o no, han contribuido a esto

RESUMEN

El acoplamiento previsto a corto plazo de los mercados de electricidad europeos hace necesaria una revisión de los métodos empleados en la actualidad para el cálculo de la capacidad de intercambio internacional. Las congestiones en las líneas de transporte dificultan este acoplamiento, y el método ATC (*Available Transmission Capacity*) para el cálculo de la capacidad de intercambio usado hasta la fecha ha demostrado su ineficacia para maximizar las capacidades de intercambio en redes con alto nivel de mallado. Actualmente se están llevando a cabo experiencias en paralelo en Centro Europa para poner en práctica la aplicación del método FB (*Flow-Based*), y los resultados son en principio favorables. En este proyecto fin de carrera se aborda desde un punto de vista práctico el problema del cálculo de la capacidad de intercambio internacional en sistemas eléctricos, a fin de justificar el uso de uno u otro método dependiendo de la topología de la red en cuestión.

Palabras clave: *mercados de electricidad, capacidad de intercambio internacional, método ATC, método FB, acoplamiento de mercados, subastas explícitas, subastas implícitas*

ABSTRACT

The foreseen short term European electricity market coupling process makes it necessary to review the methods currently used to calculate international transmission capacity in electrical networks. Congestion in transmission lines hinder this coupling process, and the ATC (*Available Transmission Capacity*) method for transmission capacity calculations currently used has proven to be inefficient when maximizing exchange capacity in high-meshed networks. Parallel dry-runs are taking place these days in Central Europe to study the application of the FB (*Flow-Based*) method, and the results are satisfactory. This project broaches these calculation processes from a practical point of view, in order to justify the selection of one method or the other depending on the topology of the grid.

Keywords: *electricity wholesale markets, international transmission capacity, ATC method, FB method, market coupling, explicit auctions, implicit auctions*

CONTENIDO

GLOSARIO	1
LISTA DE FIGURAS	3
INTRODUCCIÓN	4
CAPÍTULO 1 Mercados de electricidad	5
1.1 La electricidad como bien de consumo.....	5
1.2 Gestión de las interconexiones	6
1.3 El sistema eléctrico europeo	7
1.4 España, península eléctrica	10
CAPÍTULO 2 Métodos de cálculo	13
2.1 Descripción del método ATC	13
2.1.1 Principios generales	13
2.1.2 Capacidad total de intercambio TTC.....	14
2.1.3 Márgenes de seguridad en la capacidad de intercambio.....	15
2.1.4 Capacidad disponible de intercambio ATC	15
2.1.5 Cálculo de la capacidad de intercambio ATC.....	16
2.1.6 Interconexiones internacionales en la Península Ibérica	17
2.2 Descripción del método FB (<i>Flow-Based</i>)	18
2.2.1 Principios generales	19
2.2.2 Líneas Críticas.....	19
2.2.3 Márgenes físicos	20
2.2.4 Claves de cambio en la generación GSK	21
2.2.5 Factores de distribución de transferencia de potencia PTDF.....	22
2.2.6 Factores transformadores desfasadores PSF	26

2.2.7 Vector de intercambios.....	26
2.2.8 Subastas de capacidad de intercambio en día D-1, mercado diario	28
CAPÍTULO 3 Aplicación en un sistema teórico	32
3.1 Herramientas informáticas	33
3.1.1 PowerWorld	34
3.1.2 Hoja de cálculo.....	35
3.2 Descripción de los sistemas teóricos	36
3.3 Sistema con dos zonas	42
3.3.1 Método ATC	42
3.3.2 Método FB	45
3.3.3 Recopilación de resultados para ejemplo de dos zonas.....	47
3.4 Sistema con tres zonas	48
3.4.1 Método ATC	48
3.4.2 Método FB	56
3.4.3 Recopilación de resultados para ejemplo de tres zonas	58
CAPÍTULO 4 Análisis de los resultados	59
4.1 Código de red para la asignación de capacidad y gestión de las congestiones (CACM)	59
4.2 Estudio de los resultados	60
CONCLUSIONES.....	61
PRESUPUESTO.....	63
APÉNDICE.....	65
A.1 Representación gráfica del dominio de capacidad. Seguridad de suministro.....	65
A.2 Diagramas unifilares de los sistemas	67
A.3 Hoja de cálculo.....	71
BIBLIOGRAFÍA	73

GLOSARIO

ACER: Agencia para la Cooperación de los Reguladores de Energía (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators*)

AMF: Margen Físico (*Available Maximum Flow; también llamado Physical Margin φ_m*)

AGC: Control Automático de Generación (*Automatic Generation Control*)

ATC: Capacidad Disponible de Transmisión (*Available Transfer Capability*)

CACM: Adjudicación de Capacidad y Gestión de Congestionamientos (*Capacity Allocation and Congestion Management*)

CBM: Margen de Capacidad por Compromisos (*Capacity Benefit Margin*)

ENTSO-E: Asociación Europea de Operadores de Sistemas Eléctricos (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*)

FRM: Margen de Incertidumbre de Flujo (*Flow Reliability Margin*)

FTR: Derechos Financieros de Transmisión (*Financial Transmission Rights*)

GSK: Factores de Cambio de Generación (*Generation Shift Keys*)

PSF: Factores de Transformadores Desfasadores (*Phase Shifter Factor*)

PST: Transformador Desfasador (*Phase-Shifting transformer*)

PTR: Derechos Físicos de Transmisión (*Physical Transmission Rights*)

PTDF: Factores de Distribución de Transferencia de Potencia (*Power Transfer Distribution Factor*)

TCM: Márgenes de Capacidad de Transmisión (*Transfer Capability Margins = TRM + CBM*)

TLR: Descarga de una Línea de Transporte (*Transmission Line Relief*)

TRM: Margen de Incertidumbre en Líneas de Transporte (*Transmission Reliability Margin*)

TSO: Operador del Sistema (*Transmission System Operator*)

TTC: Capacidad Total de Transmisión (*Total Transfer Capability*)

UM: Unidades Monetarias

Acoplamiento de mercados: Gestión descentralizada de mercados eléctricos que se unen en un único mercado virtual siempre y cuando no haya congestiones en las interconexiones.

Capacidad de intercambio internacional: Capacidad de transmisión de potencia que se pone a disposición de los agentes de mercado para el comercio de energía entre los dos lados de una frontera.

Línea crítica: Línea de una red eléctrica que habitualmente restringe la capacidad de intercambio por sobrepasar sus límites físicos.

Precio marginal: Es el precio de la última oferta seleccionada en una subasta.

Subasta explícita: Subasta en la cual se pone a disposición de los agentes de mercado capacidad de intercambio para un camino contractual determinado.

Subasta implícita: La adjudicación de la capacidad de intercambio se hace implícitamente en la casación de las ofertas de compra y venta en los distintos sistemas coordinados.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1: Grupos Regionales en sincronismo en Europa	7
Figura 1.2: Ejemplos de coordinación de mercados en Europa	8
Figura 1.3: Intercambios físicos en Suiza en 2011, valores en GW	9
Figura 1.4: Ejemplo de flujos en paralelo en la República Checa	10
Figura 1.5: Estimación de vertidos de energías renovables en 2015 y 2020 conforme a las previsiones del PER, y en 2016 conforme a un escenario ficticio	19
Figura 1.6: Capacidad de intercambio comercial [MW] en España	20
Figura 2.1: Variación y límites de la capacidad total de intercambio TTC	14
Figura 2.2: Sistemas interconectados	16
Figura 2.3: Respuesta en las líneas ante un intercambio entre A y F	16
Figura 2.4: Líneas críticas en el caso base N	19
Figura 2.5: Líneas críticas en la situación N-1 (C1-C4)	20
Figura 2.6: Coeficientes GSK en cada nudo	21
Figura 2.7: Representación de coeficientes PTDF nodales	23
Figura 2.8: Representación de PTDF nodales en situación N-1 (1-3)	23
Figura 3.1: Perfil del sistema eléctrico compuesto por dos zonas	44
Figura 3.2: Perfil del sistema eléctrico compuesto por tres zonas	44
Figura A1.1: Sistemas interconectados	65
Figura A1.2: Seguridad de suministro	65
Figura A1.3: Diferentes puntos de operación, una línea crítica	72
Figura A1.4: Dos puntos distintos de operación, varias líneas críticas, método ATC	66
Figura A2.1: Sistema con dos zonas con programa de intercambio nulo	73
Figura A2.2: Sistema de dos zonas con intercambio B->A de 133 MW	73
Figura A2.3: Sistema con tres zonas con programa de intercambio nulo	74
Figura A2.4: Sistema con tres zonas. Capacidad de intercambio calculada con ATC	75
Figura A2.5: Sistema con tres zonas. Capacidad de intercambio calculada con FB	76

INTRODUCCIÓN

El uso de la capacidad de intercambio internacional en sistemas eléctricos para fines comerciales es parte fundamental del proceso de liberalización del sector que tuvo lugar en España y en el resto de Europa a finales de la década de los noventa, y que todavía hoy continúa con objeto de la creación del Mercado Único Europeo de la Electricidad. Este proyecto fin de carrera pretende dar una visión general de los métodos existentes en la actualidad utilizados para el cálculo de la capacidad de intercambio para después estudiar su aplicación en un sistema teórico. Para ello, se utilizarán herramientas informáticas para el cálculo de flujos de cargas y la resolución de problemas de optimización asociados.

En el primer capítulo se introducen los conceptos básicos relativos a los mercados de electricidad que permitirán a aquéllos que estén menos familiarizados con la materia poder seguir sin dificultades la memoria del proyecto.

A continuación, se expondrá con detalle el funcionamiento de los métodos de cálculo de la capacidad de intercambio entre sistemas existentes en la actualidad: el método de la capacidad neta de intercambio NTC y el método *flow based* FB.

En el capítulo 3 se explican las herramientas informáticas que se utilizarán posteriormente para analizar la respuesta de los dos métodos ante diferentes situaciones. Se presentarán una serie de ejemplos teóricos que ayudan a entender ambas metodologías.

Seguidamente, se analizarán las diferencias en los resultados obtenidos con cada método para cada una de las situaciones propuestas. En particular, se indicarán las recomendaciones de los expertos y ENTSO-E para la aplicación de uno u otro método en función del nivel de mallado de los sistemas interconectados.

Finalmente se expondrán, en el capítulo de conclusiones, los principales mensajes que se derivan de la actividad realizada con este PFC así como la visión personal de la actividad desarrollada.

CAPÍTULO 1

Mercados de electricidad

1.1 La electricidad como bien de consumo

Hasta hace apenas quince años el sistema eléctrico estaba organizado de manera vertical; esto es, una empresa era responsable de la generación, transporte, distribución y comercialización de la electricidad en condiciones de monopolio. Esta situación se deriva de los orígenes de la electricidad: en un principio, un sistema eléctrico estaba formado por una empresa que contaba con un generador que suministraba energía a varios clientes cercanos a través de una red que ella misma poseía. Al ir creciendo la demanda y el número de clientes, estos pequeños sistemas se fueron agrandando e interconectando entre sí, de manera que la pérdida de un generador no supusiera un corte del suministro en alguna o varias zonas. Esta forma de proceder llevó a que a principios de los años noventa cada país europeo contara con una o varias compañías eléctricas bien consolidadas, a veces de propiedad estatal, que operaban en regiones determinadas.¹

La Unión Europea siempre ha creído en la teoría económica que sugiere que la competencia en los mercados lleva a reducciones de precios y a mejoras en la eficiencia económica: esta es la razón de la creación del mercado común. A raíz de la directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo se establecieron las bases para la creación de mercados internos de electricidad; el objetivo perseguido era una liberalización de los mercados que permitiera mejorar la eficiencia y seguridad en los sistemas eléctricos. La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico es la reacción del Estado Español a esta directiva y constituye la normalización de los principios que regulan la liberalización del sector eléctrico. En este nuevo marco regulatorio la electricidad deja de ser un servicio público y se convierte en un bien de mercado cuyo precio está condicionado por las leyes de oferta y demanda.

Los principios organizativos del nuevo sistema son los siguientes:

- Separación contable de las actividades de generación, distribución y comercialización

¹ En España, por ejemplo, Endesa estaba presente en Andalucía, Aragón, Cataluña y las islas.

- Libre instalación de la generación
- Derecho de uso de la red de transporte
- Retribución de las actividades de transporte y distribución fijadas por la administración
- Se abandona la idea de planificación de las inversiones, salvo en la actividad de transporte

Las actividades de generación y comercialización son actividades en competencia. Las empresas que antes de la liberación estaban presentes en varias de estas actividades tienen que dividirse, si bien siguen formando parte de agrupaciones. En la actualidad muchas de estas empresas operan en varios países diferentes en cualquiera de estas actividades.

Las actividades de redes (transporte y distribución), operación del sistema y operación del mercado son consideradas un monopolio natural. En España, Red Eléctrica de España se convierte por Ley en propietario único y gestor de la red de transporte así como la empresa operadora del sistema, y OMEL (hoy OMIE) en la empresa operadora del mercado. En cuanto a las empresas distribuidoras, éstas siguen siendo las tradicionales: Endesa, Iberdrola... En el resto de Europa surgen también los diferentes TSO y operadores del mercado.

1.2 Gestión de las interconexiones

La conexión entre los diferentes sistemas se hizo en un principio para mejorar la seguridad: si la generación en un sistema no era capaz de asumir su demanda los sistemas vecinos podrían acudir en su ayuda. Hoy en día, estos intercambios tienen además un motivo comercial. La liberalización de los mercados ha provocado un gran aumento en los intercambios internacionales, puesto que los distintos agentes son ahora capaces de comprar y vender energía en otros mercados. Estos grandes flujos de energía en los que no se pensó a la hora de diseñar las interconexiones provocan ahora congestiones en éstas. Por esta razón, la gestión de las interconexiones es tan importante. Esta unión de los mercados puede hacerse de diferentes formas²:

- Subastas explícitas: Se subasta la capacidad de una interconexión entre los diferentes agentes que quieren hacer uso de ella.
- Subastas implícitas: La capacidad de la interconexión se adjudica implícitamente a la vez que la casación de las ofertas de compra y venta de los sistemas implicados. Estas subastas pueden organizarse a su vez de dos maneras:

² Descripción más detallada aparece en [26] y [27]

- *Separación de mercados:* Un único operador de mercado gestiona las ofertas de varias áreas. En caso de haber congestión entre las mismas el operador de mercado separa el sistema en varios mercados cada uno con un precio diferente.
- *Acoplamiento de mercados:* Varios operadores se coordinan entre sí. Si el mecanismo de acoplamiento determina la energía intercambiada y los precios en los sistemas, se llama *acoplamiento de mercados basado en precios*. Si solo determina la energía intercambiada y después cada operador determina el precio en su zona, se llama *acoplamiento de mercados basado en volumen*.

Los operadores del sistema son los encargados de la coordinación técnica de los mercados. La asignación de la capacidad se hace en diferentes horizontes temporales. La subasta más importante es la del mercado diario, pues es el mercado en el que se mueve la mayor parte de la energía, pero también se hacen subastas a largo plazo y para el mercado intradiario.

1.3 El sistema eléctrico europeo

A finales de la década de los noventa y principios de este siglo se fueron constituyendo los sistemas eléctricos liberalizados que hoy en día forman la red eléctrica europea. Esta red tiene una frecuencia de 50Hz, pero no funciona de manera síncrona. Como se puede ver en la figura 1.1, existen cinco grupos regional: Europa Continental, Países Nórdicos, Mar Báltico, Irlanda y Reino Unido. En total son 34 países con 41 TSO [29]. El ámbito de operación de cada TSO es un solo país, si bien hay países, como por ejemplo Reino Unido o Alemania, cuya red está operada por varios TSO.

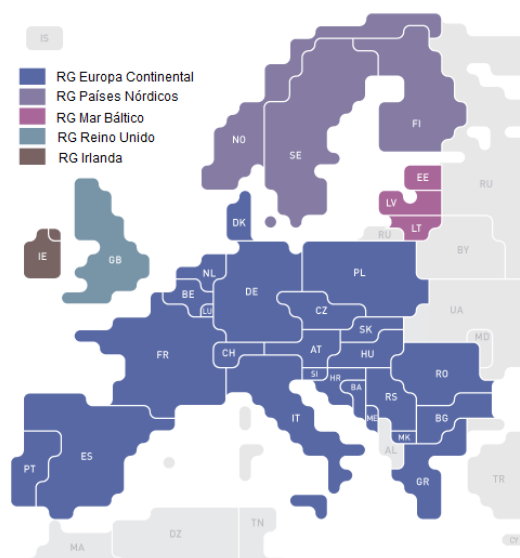


Figura 1.1: Grupos Regionales en sincronismo en Europa. Fuente: ENTSO-E

España pertenece al grupo de Europa Continental. Esto quiere decir que, por ejemplo, en condiciones normales la frecuencia eléctrica en España es la misma que en Rumanía o Dinamarca.

En Europa los diferentes mercados se coordinan entre sí de distintas maneras. La figura 1.2 muestra algunos ejemplos de los diferentes métodos mencionados en el apartado 1.2:

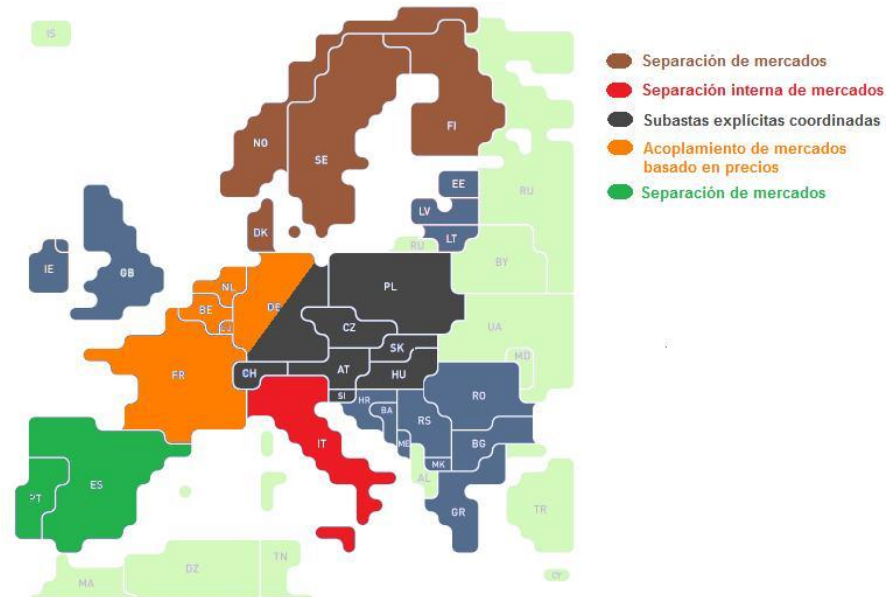


Figura 1.2: Ejemplos de coordinación de mercados en Europa

Entre las diferentes áreas generalmente se utilizan subastas explícitas para la coordinación de mercados. Las reglas para estas subastas son específicas para cada interconexión: por tanto, es posible que un TSO utilice diferentes métodos dependiendo de la frontera. Por ejemplo, Francia tiene un mecanismo de acoplamiento de mercados con los demás países CWE (*Central Western Europe*) y subastas explícitas con el Reino Unido y la Península Ibérica.

Los intercambios internacionales juegan un papel muy importante en la actualidad. El aumento en la instalación de potencia de origen renovable³ en los últimos años (en particular la eólica), entre otros factores, ha provocado que estos intercambios vayan a más: sólo en 2011, los intercambios de energía eléctrica en Europa aumentaron un 8% respecto al año anterior [30]. La energía eólica tiene prioridad en el despacho, y por tanto cuando la producción es más alta que la demanda en el área de producción, esta energía ha de ser exportada, siempre y cuando exista capacidad de intercambio disponible. Esto ocurre con relativa frecuencia en el norte de Alemania, donde la producción de origen eólico es muy grande, y esta energía barata es llevada hacia el sur.

³ La generación de origen renovable en Europa ha pasado en 2009 de 220 TWh a 310 TWh en 2011 [30]

Un ejemplo del carácter que han tomado los intercambios es Suiza. En este país, las importaciones en 2011 sumaron 34 TWh, y las exportaciones 30TWh, mientras que el consumo interno apenas llegó a los 65 TWh [30]. Como se puede ver en la figura 1.3, esto es porque Suiza es en el paso obligatorio para la energía barata que viene de las plantas nucleares francesas y de los molinos alemanes hacia Italia, que tiene un importante déficit de generación [30] y los precios más altos de electricidad en Europa [31].

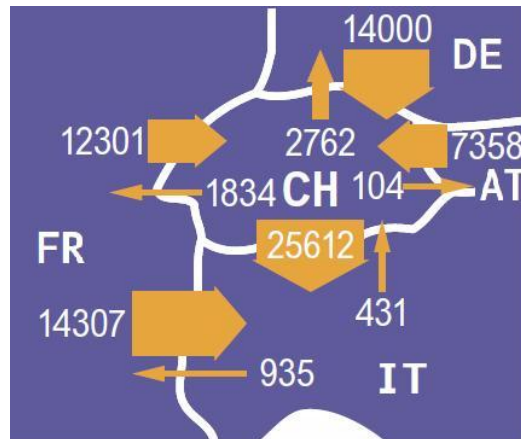


Figura 1.3: Intercambios físicos en Suiza en 2011, valores en GWh. Fuente: ENTSO-E

La cantidad de energía importada y exportada en cada país no solo depende de las transacciones comerciales hechas en el propio país sino que depende también, y en gran medida en los países centroeuropeos, de lo que ocurre en los países vecinos. Esta situación es conocida como flujos en paralelo, y es un reto importante al que se enfrenta el sistema eléctrico europeo. Este fenómeno consiste en flujos de energía (a veces inesperados) que afectan a las instalaciones de transporte de una región que en un principio no ha contado con ellos por alguna de las siguientes razones:

- Son resultado del intercambio comercial entre terceros (figura 1.4 a)
- Flujos que tienen origen y destino en un mismo país utilizan circuitos de los países fronterizos (figura 1.4 b)

La razón por la que esto ocurre es porque la energía se mueve de acuerdo a las leyes de Kirchhoff, y no de acuerdo a los contratos comerciales entre los diferentes agentes. El problema que se origina es que los intercambios físicos de energía son diferentes de los intercambios comerciales: para algunos países esto es un alivio, mientras que para otros supone una carga⁴. De este modo, pueden producirse congestiones y restricciones en los mercados de zonas que no son ni origen ni destino de la transacción original.

⁴ Como ejemplo, la conexión entre Bélgica y Holanda es de 3900MVA y tuvo en el último año una variación media entre los intercambios nominados y los intercambios efectivos de 505MW, con picos de hasta 2000MW [32]

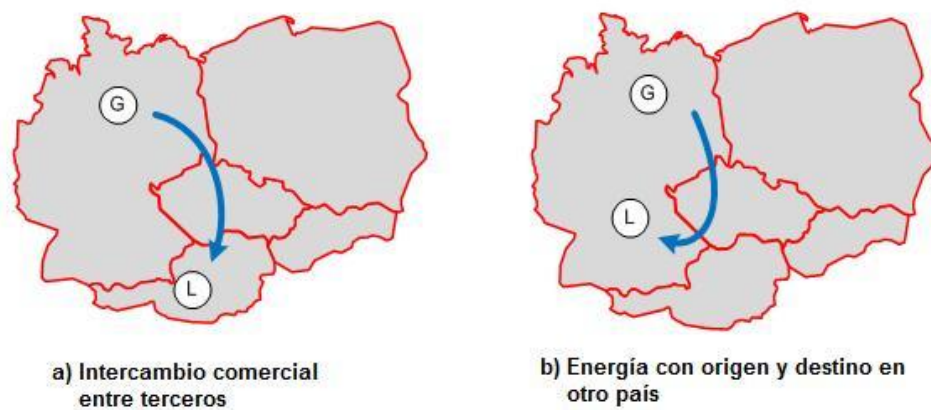


Figura 1.4: Ejemplo de flujos en paralelo en la República Checa [28]

En la figura 1.4 se puede ver un ejemplo de este fenómeno: la red de transporte en la República Checa sufre congestiones por transacciones comerciales hechas en Alemania, caso que ocurre con bastante frecuencia. En general, todos los países fronterizos con Alemania se ven afectados habitualmente por este fenómeno. La gran concentración de producción eólica en el norte de Alemania es evacuada hacia al sur de Alemania siempre en condiciones de prioridad por ser de origen renovable. Al ser el viento un recurso intermitente y no del todo predecible, al problema de la reducción de la capacidad de intercambio se añade que el escenario de generación es cambiante, y por tanto los TSO se ven obligados a aumentar los márgenes de seguridad para el cálculo de las capacidades de intercambio.

Se han propuesto distintas soluciones a este fenómeno, como por ejemplo la instalación transformadores desfasadores (variadores de ángulos) en las fronteras. Sin embargo, a largo plazo la solución permanente pasa por mayores inversiones en la red de transporte y en generación, así como la adopción del código de red (procedimiento) elaborado por ENTSO-E para la asignación de la capacidad de intercambio y la gestión de las congestiones [33].

1.4 España, península eléctrica

En el año 2002 los Estados miembros de la Unión Europea acordaron tener para 2005 un nivel de interconexión entre los diferentes países de al menos un 10% de la potencia total instalada⁵. A día de hoy, la interconexión Francia-España está formada por 4 líneas que proporcionan una capacidad de intercambio de 1400MW: esto es

⁵ Conclusiones de la Presidencia del Consejo Europeo de Barcelona de marzo de 2002

apenas un 1.5% de la potencia total instalada en España. Por tanto, los intercambios efectivos de energía suponen solamente alrededor del 3% de la energía que se consume en España. La prueba de la debilidad de la interconexión es la tasa de congestión: en 2007, el 97% de los días hubo congestiones en la interconexión durante al menos una hora [23].

Esta debilidad en la conexión eléctrica con el resto del continente supone, además de un riesgo para la red de eléctrica de la Península Ibérica, un freno para el desarrollo de las energías renovables. Por su carácter no gestionable, a veces la exportación es la única vía posible para su utilización: si la exportación está limitada por la interconexión (o por otras restricciones en la red), es posible que esta energía sea desaprovechada. Este fenómeno se conoce como vertido eléctrico, y ocurre típicamente por la noche o en días festivos de días muy ventosos. Por ejemplo, en 2010 el vertido de energía eólica por incapacidad de integración fue de alrededor del 0,8% del recurso eólico disponible [35]. Estudios por parte de Red Eléctrica muestran que los vertidos irán a más en los próximos años (figura 1.5), y que el fortalecimiento de la capacidad de interconexión con Francia, junto con otras medidas, ayudaría a reducirlos.

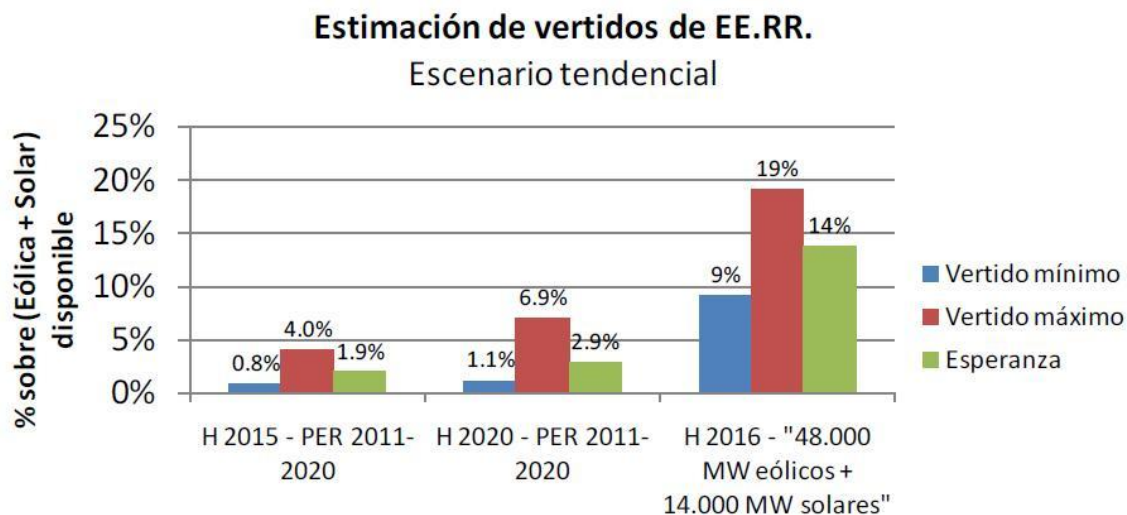


Figura 1.5: Estimación de vertidos de energías renovables en 2015 y 2020 conforme a las previsiones del PER, y en 2016 conforme a un escenario ficticio. *Fuente: REE*

El aislamiento eléctrico de la Península Ibérica respecto al resto de Europa hace que el sistema eléctrico ibérico deba ser autosuficiente. En España, la capacidad instalada supera ampliamente los máximos de demanda: la potencia instalada a finales de 2011 es de 101.576 MW, mientras que el pico de demanda en este mismo año fue de 44.107 MW [36].

La adjudicación de la capacidad de intercambio entre el mercado español y los mercados vecinos se hace de diferentes maneras. La interconexión entre España y Francia está regulada por las Reglas de Asignación de Capacidad para la Interconexión

Francia-España (Reglas IFE)⁶. Red Eléctrica de España es el dueño de la red de transporte en España así como el operador del sistema. En el caso de la interconexión con Francia, es además encargado de la organización de las subastas de capacidad y la recuperación de los pagos en conjunto con el TSO francés. Las reglas IFE describen los diferentes tipos de subastas así como las condiciones que deben cumplir los interesados para participar en ellas.

Las interconexiones con Marruecos y Andorra se hacen con un procedimiento similar a la interconexión Francia-España, reflejado en el procedimiento de operación de REE P.O. 4.0 [5].

El caso de la interconexión España-Portugal es diferente, pues ambos sistemas comparten un mismo mercado que se separa en caso de congestión. En este caso, los operadores del mercado no subastan capacidad física de la interconexión, sino que venden derechos de transmisión FTR. El poseedor de este producto financiero tiene derecho a ser reembolsado la cantidad equivalente a la diferencia de precios, en caso de que la haya, entre las dos zonas. OMEL subasta cada seis meses 200 MW de este producto mediante subastas explícitas⁷. Como ejemplo, el resultado de la subasta anual para 2012 celebrada en diciembre de 2011 fue de 0,25 €/contrato de 1MW [22].

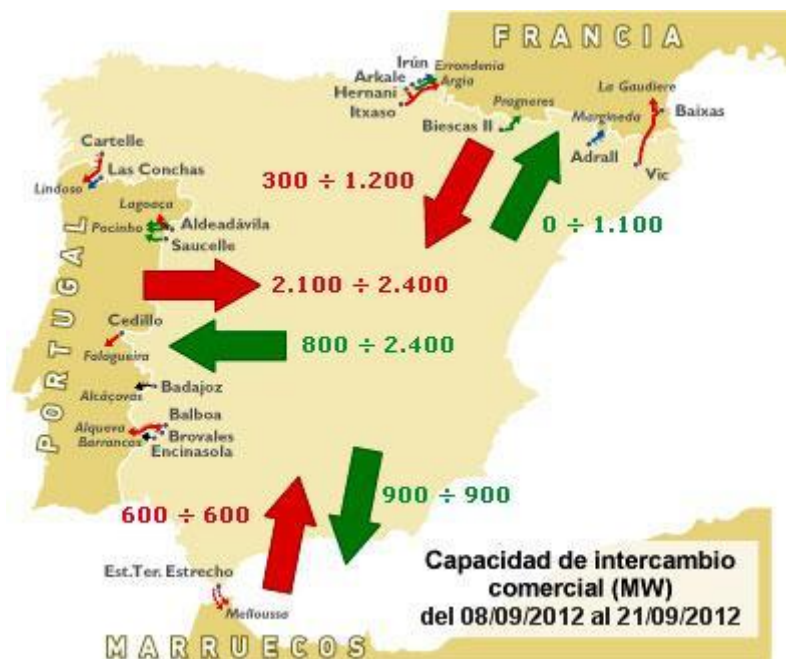


Figura 1.6: Capacidad de intercambio comercial (MW) en España. Fuente: REE

⁶ Disponibles en [6]

⁷ Las reglas de estas subastas y los detalles de los productos subastados están en [21]

CAPÍTULO 2

Métodos de cálculo

En la actualidad existen dos métodos para el cálculo de la capacidad de intercambio entre sistemas. Uno es el llamado Available Transmission Capacity ATC -o Net Transfer Capacity NTC - y el otro es el Flow Based FB. El primero de estos métodos está operativo a día de hoy en todas las interconexiones europeas. Se ha comprobado que funciona bien para aquellas interconexiones cuyos flujos no están relacionados con los de otras interconexiones, si bien en el caso de redes muy malladas con flujos en paralelo no identificados este método no funciona tan bien. Es por esto que el método FB está actualmente en fase de experimentación en Europa Continental.

2.1 Descripción del método ATC⁸

La siguiente descripción propone las bases generales del método que después cada TSO acaba refinando y adaptando a su propio sistema.

2.1.1 Principios generales

Todo método ATC tiene que ser diseñado respetando los siguientes principios:

- Los resultados tienen que ser económicamente viables
- Los cálculos deben reconocer las variaciones de flujo en *toda* la red interconectada
- Los cálculos deben reconocer la relación existente entre la capacidad de intercambio y los nudos de producción, nudos de consumo y las direcciones de los flujos a lo largo del sistema.
- La coordinación entre los sistemas interconectados es necesaria a la hora de hacer los cálculos de la capacidad de intercambio existente así como para el análisis de los resultados.
- Los resultados tienen que ser aceptables conforme a los criterios operativos y de seguridad de *todos* sistemas implicados
- Los cálculos deben incluir márgenes de incertidumbre de manera que cambios inesperados en el sistema no comprometan su seguridad

⁸ La base de este capítulo está tomada de [1]

2.1.2 Capacidad total de intercambio TTC

El cálculo de la capacidad total de intercambio (TTC por sus siglas en inglés: *Total Transfer Capability*) entre sistemas es el primer paso a la hora de calcular la capacidad disponible. Se define como la cantidad de potencia que puede transportarse entre dos áreas de manera fiable en las siguientes condiciones:⁹

- Para la configuración esperada de la red todos sus elementos están en condiciones normales y todas las tensiones dentro de los límites permitidos.
- El sistema es capaz permanecer estable ante una perturbación provocada por la pérdida de alguno de sus elementos, como puede ser una línea, un transformador o una unidad de generación. La designación de los elementos que forman parte de la situación N-X la hace cada TSO en base a la experiencia en la operación de su sistema.
- Mecanismos automáticos de corrección y ajuste se inician después de una perturbación como la mencionada en el apartado anterior. La situación de los elementos de la red así como las tensiones tienen que estar dentro de límites de seguridad después de la acción automática, y antes de que se inicie cualquier acción manual por parte del operador del sistema.

El cálculo de TTC se hace mediante simulación. Para un escenario dado y para un sentido determinado en la interconexión, se simulan incrementos discretos del programa de intercambio hasta que se violan los criterios de seguridad térmicos, de tensiones o de estabilidad. La TTC entre dos sistemas debe ser calculada en su conjunto y no como la suma de las capacidades de las líneas que los unen calculadas por separado.

$$TTC = \min \{\text{límite térmico, límite de tensiones, límite de estabilidad}\}$$

La situación de la red varía constantemente. Así, la TTC varía a lo largo del tiempo:

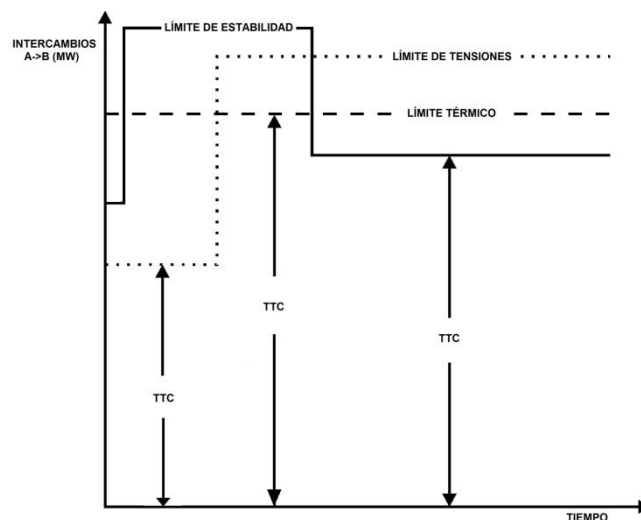


Figura 2.1: Variación y límites de la capacidad total de intercambio TTC

⁹ Definición tomada del capítulo 7 de [3]

2.1.3 Márgenes de seguridad en la capacidad de intercambio¹⁰

Existen dos márgenes a tener en cuenta a la hora de calcular la capacidad disponible en la interconexión: el margen de fiabilidad (TRM por sus siglas en inglés, *transmission reliability margin*) y el margen de capacidad por compromisos (CBM, de *capacity benefit margin*). Cada operador del sistema es responsable del desarrollo del método de cálculo de estos márgenes.

2.1.3.1 CBM

El CBM se define como la cantidad de capacidad que debe ser reservada a los generadores de un sistema para cubrir sus compromisos de suministro en caso de que a última hora no los puedan asumir.

2.1.3.2 TRM

EL cálculo de TTC se hace en base a suposiciones (demanda, topología de la red...) y por tanto está sujeto a incertidumbre. Es por esto que ha de incluirse un margen que contabilice esta variabilidad: el TRM, que tiene en cuenta los siguientes factores:

- Error en la predicción de la demanda agregada
- Error en la distribución de la demanda
- Variación en el uso esperado de las instalaciones de la red (líneas, transformadores...) derivado de la asignación de la generación
- Imprecisión en la predicción de la topología de la red
- Existencia de flujos en paralelo
- Respuestas del operador del sistema ante posibles contingencias

El cálculo de TRM se hace para los diferentes horizontes temporales para los que se calcula la capacidad de intercambio. Las suposiciones a largo plazo serán mayores que a corto plazo; así, el TRM es más pequeño a medida que nos acercamos al día señalado, ya que se reducen las incertidumbres.

2.1.4 Capacidad disponible de intercambio ATC

La capacidad disponible de intercambio (ATC, por sus siglas en inglés *available transmission capacity*) es la cantidad de capacidad de una interconexión disponible para fines comerciales. Se define como:

$$\text{ATC} = \text{TTC} - \text{TRM} - \text{compromisos comerciales existentes (incluyendo CBM)}$$

Es decir, ATC indica la cantidad de potencia que puede ser transferida entre dos sistemas en una dirección y condiciones dadas.

¹⁰ Una descripción más detallada aparece en [2]

2.1.5 Cálculo de la capacidad de intercambio ATC

El primer paso para calcular la capacidad de intercambio es el cálculo de la TTC. Imaginemos el siguiente sistema, en el que la capacidad teórica de cada línea es 1000 MW. La carga esperada para cada una de las líneas es la indicada en la figura 2.2:

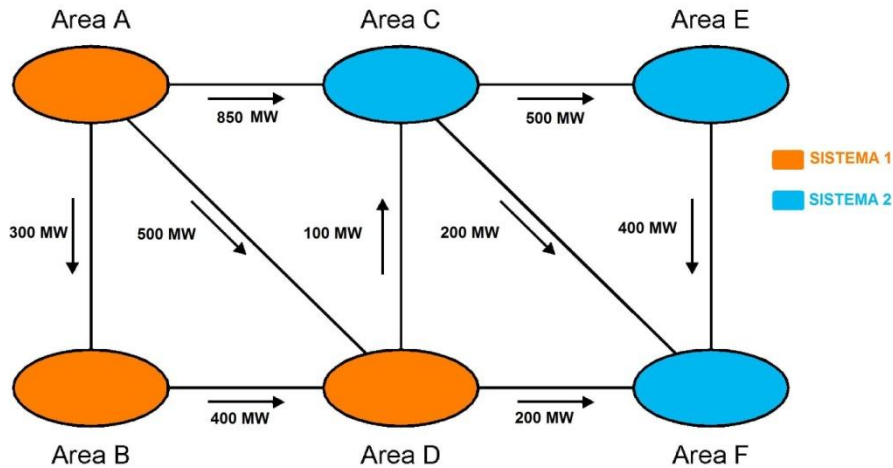


Figura 2.2: Sistemas interconectados

Así, el intercambio esperado entre los sistemas será 1150 MW. Supongamos la situación en que la posición neta de A aumenta en la misma cantidad que disminuye la posición neta de F. Si hacemos un análisis de sensibilidades en las líneas ante este intercambio; los resultados se muestran en 2.3:

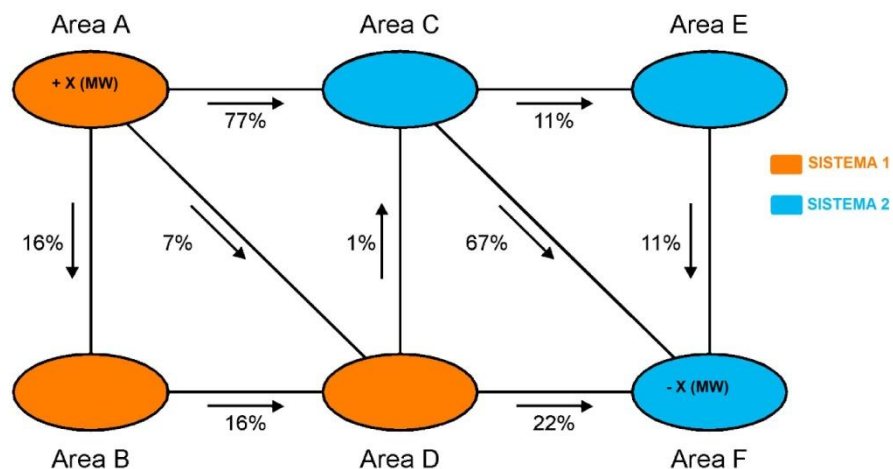


Figura 2.3: Respuesta en las líneas ante un intercambio entre A y F

De este modo, si una necesidad de importación en F de 500 MW se cubre con un aumento en la exportación de A de 500 MW, la variación de carga en la línea A-C, por ejemplo, sería:

$$\Delta P_{A \rightarrow C} = 500 \times 0,77 = 385 \text{ MW}$$

Para calcular la capacidad máxima de intercambio TTC hacemos incrementos discretos del programa de intercambio hasta que alguna de las líneas se sobrecargue. En nuestro ejemplo, con incrementos de 100 MW (tabla 2.1):

Línea	Carga esperada (MW)	Respuesta (%)	Δ Intercambio +100 (MW)
A-B	300	16	316
A-C	850	77	927
A-D	500	7	507
B-D	400	16	416
D-C	100	1	101
C-E	500	11	511
C-F	200	67	267
D-F	200	22	222
E-F	400	11	411

Tabla 2.1: Situación del sistema ante un aumento de 100 MW en el intercambio

Comprobamos que ninguna de las líneas sobrepasa el límite de 1000 MW, e incrementamos el intercambio en otros 100 MW. Los resultados aparecen en la tabla 2.2:

Línea	Carga esperada (MW)	Respuesta (%)	Δ Intercambio +200 (MW)
A-B	300	16	332
A-C	850	77	1004
A-D	500	7	514
B-D	400	16	432
D-C	100	1	102
C-E	500	11	522
C-F	200	67	334
D-F	200	22	244
E-F	400	11	422

Tabla 2.2: Situación del sistema ante un aumento de 200 MW en el intercambio

En este caso vemos que la línea A-C ha sobrepasado el límite. Por tanto, elegimos el valor inmediatamente inferior: 100 MW. Así, para este escenario la capacidad total de intercambio entre los sistemas será:

$$TTC = AC + DC + DF = 77 + 1 + 22 = 100 \text{ MW}$$

Supongamos que el criterio para los operadores de estos sistemas es escoger siempre como FRM un 10% de la diferencia entre TTC y la carga programada de la línea, y que no tienen en cuenta el CBM. Así, la capacidad de intercambio será:

$$\begin{aligned}
 ATC &= TTC - FRM \\
 &= TTC - 10\%TTC \\
 &= 0.9 \times 100 = 90 \text{ MW}
 \end{aligned}$$

2.1.6 Interconexiones internacionales en la Península Ibérica

El cálculo de la capacidad de intercambio en la interconexión del Sistema Eléctrico Ibérico con sus sistemas vecinos se hace mediante el método ATC. Según el Operador del Sistema Eléctrico Español REE [5]:

“Para un escenario dado, se calculará la capacidad total de intercambio en una interconexión para un determinado sentido de flujo de potencia simulando, a partir del valor de intercambio original en dicha interconexión, incrementos discretos del programa de intercambio hasta alcanzar el mínimo valor con el que se incumplan los criterios de seguridad.”

En estos incrementos discretos del programa de intercambio se consideran fijas las demandas de ambos países así como el resto de las interconexiones, que se consideran lo más restrictivas posible en caso de que influyan en la capacidad de la interconexión que se está analizando.

Como se exponía en el apartado 2.3 referente a los márgenes de seguridad, cada TSO es responsable del diseño de su propio método de cálculo. El método que propone REE para calcular el TRM tiene en cuenta:

- Posibles desvíos de regulación, desvíos instantáneos en potencia, entre los dos sistemas eléctricos
- Incertidumbre en el escenario utilizado.

La capacidad disponible de intercambio ATC será la diferencia entre los valores calculados para la capacidad máxima de intercambio TTC y el margen de seguridad TRM. Generalmente, la ATC calculada por el TSO español y aquella calculada por los operadores de los sistemas vecinos es diferente: al final se escoge la más restrictiva de las dos, pues han de respetarse los criterios de seguridad de todos los sistemas implicados.

$$ATC = \min \{ATC_{ESP}, ATC_X\}$$

2.2 Descripción del método FB (*Flow-Based*)¹¹

El código de ENTSO-E sobre CACM es muy claro acerca del cálculo de la capacidad de intercambio: en redes muy malladas, como es el caso de Europa Central, es necesaria la aplicación del método FB.

Al igual que ocurre con el método ATC, cada TSO acaba modificando el método adecuándolo a sus propias necesidades. Sin embargo, lo que el método FB propone es un cálculo de la capacidad entre todos los TSOs participantes; es por esto que cuando dos o más sistemas calculan su capacidad de intercambio con un método FB todos operan bajo las mismas reglas. Por ejemplo, esto ocurre entre Francia, Países Bajos,

¹¹ Esta descripción se basa en el capítulo 2 de [7] y capítulo 3 de [9]

Bélgica y Alemania (*Central Western Europe, CWE*) donde el método FB está actualmente en fase de implantación y mejora.

El objetivo final del método FB es una unión de los mercados (ya sea con subastas implícitas, explícitas o una combinación de ambas) en la que se producen diferencias de precios en las distintas zonas en caso de congestión.

2.2.1 Principios generales

El método FB parte de los siguientes principios:

- La red está representada de forma lineal; es decir, se hace una aproximación en corriente continua
- Cada sistema es operado independientemente por un TSO. Estos sistemas son capaces de intercambiar energía de *manera limitada*

De este modo, la red se modela como un conjunto de inecuaciones relacionadas linealmente con la diferencia entre generación y consumo existente en cada sistema (posición neta de cada sistema).

En el método FB requiere máxima coordinación entre los TSO. Así, existe un operador de mercado de toda la red en caso de subastas implícitas (*market coupler* en CWE) o una institución organizadora de subastas explícitas (*central auction office CAO* en CEE) al que cada TSO debe facilitar información sobre su sistema (líneas críticas, márgenes en las líneas...).

2.2.2 Líneas Críticas

Una línea crítica es aquella que puede llegar a limitar la capacidad de intercambio entre sistemas. Cada TSO es responsable de determinar las líneas críticas dentro de su propio sistema. Las líneas críticas no tienen por qué ser aquellas que efectivamente unen los sistemas, sino que también puede ser líneas dentro de un mismo sistema. Por ejemplo, en el siguiente sistema, en el caso base, las líneas críticas podrían ser las siguientes (figura 2.4):

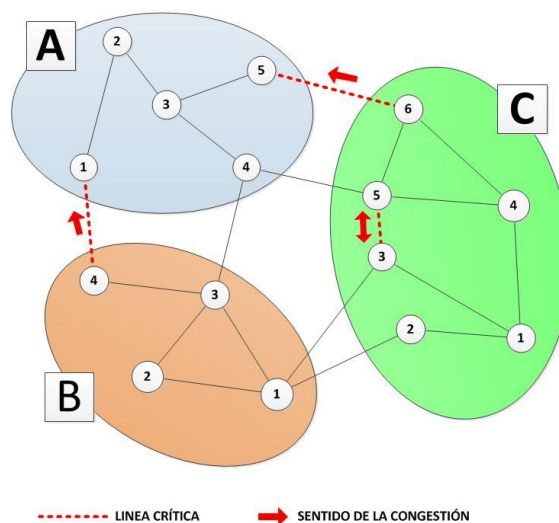


Figura 2.4: Líneas críticas en el caso base N

Como se puede observar en la figura 2.4, la línea C3-C5 es una línea que solo pertenece al sistema C y es crítica. También hay que indicar en qué sentido la línea es crítica. Además, una línea puede ser crítica en unos supuestos de operación y no crítica en otros. De este modo, hay que indicar para qué situación la línea es crítica. Por ejemplo, si en la red anterior surge una falta en la línea C1-C4, hay nuevas líneas que se hacen críticas (figura 2.5):

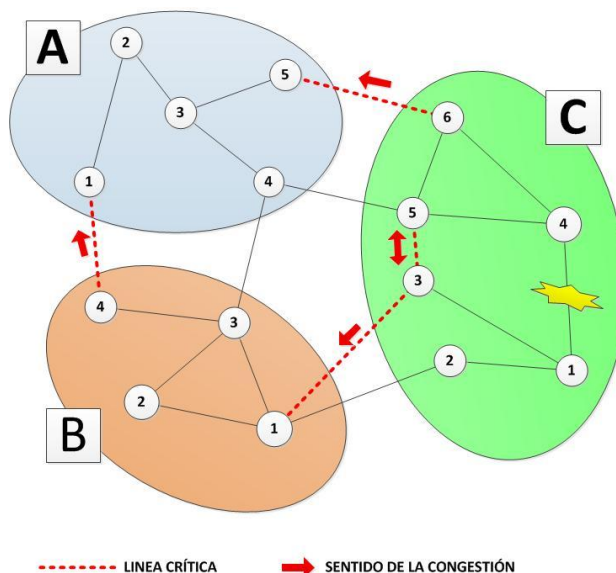


Figura 2.5: Líneas críticas en la situación N-1 (C1-C4)

Es conveniente hacer una lista de las líneas que son críticas en cada contexto de operación. En el ejemplo:

Situación	Línea Crítica
CASO BASE	B4-A1
	C3-C5
	C5-C3
	C6-A5
N-1 (C1-C4)	C3-B1

Tabla 2.3: Líneas críticas

2.2.3 Márgenes físicos

Cada TSO es responsable del cálculo de los márgenes físicos en cada una de sus líneas críticas. Este margen es la variación de flujo que la línea puede soportar. Es una medida direccional, y su valor se proporciona en MW.

$$\Phi_m = F_{\max} - F_{\text{ref}} - (\text{FRM})^{12}$$

Φ_m = Margen físico

F_{\max} = La capacidad física de la línea en base a criterios de seguridad

¹² Este margen se incluye en el método FB mejorado implementado en CWE. Más información en el apéndice 5.6 de [7]

F_{ref}= Se hace un flujo de cargas en continua para cada una de las situaciones de operación esperadas y el resultado se toma como flujo de referencia

FRM= Margen de incertidumbre en el flujo (FRM del inglés *Flow Reliability Margin*). Esta cantidad tiene en cuenta:

- El cálculo de la capacidad se hace con dos días de antelación
- Las desviaciones involuntarias de flujo provocadas por acción la regulación frecuencia-potencia
- Imprecisiones en la toma de datos

2.2.4 Claves de cambio en la generación GSK¹³

Un aumento del intercambio entre dos áreas provoca variaciones en la generación. Los GSK (del inglés *generation shift keys*) son coeficientes constantes que representan la variación de generación en un nudo frente a la variación de la generación total del área en la que se encuentra.

Cada TSO es responsable del cálculo de estos coeficientes. Este cálculo resulta muy complejo, pues el TSO no sabe cuáles son las ofertas de generación que los diferentes actores van a presentar. Además, los GSK son coeficientes lineales y las ofertas no lo son. Cada TSO tiene una metodología diferente a la hora de calcular estos coeficientes; sin embargo, existen algunas políticas comunes a la hora de ver qué nudos y unidades de generación son participantes:

- Incluir solo unidades de generación rápidamente controlables
- Evitar unidades cercanas eléctricamente a la frontera entre los sistemas

Por ejemplo, imaginemos una variación neta de la posición en las áreas B y C de ± 100 MW, y unos coeficientes GSK como los presentados en la figura 2.6:

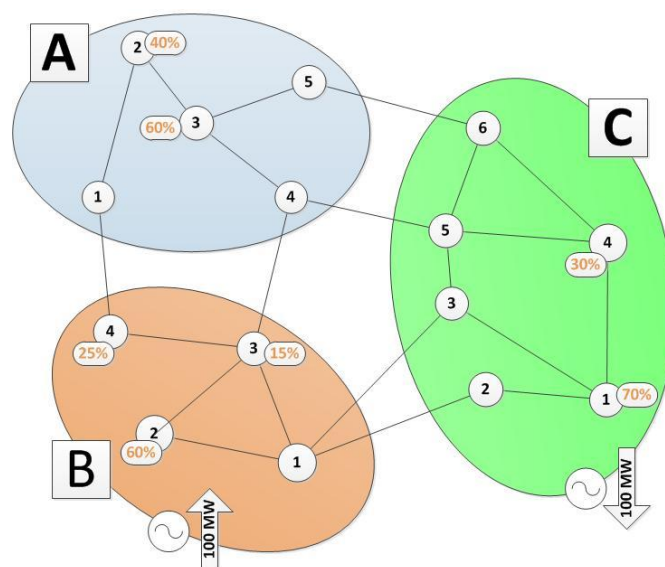


Figura 2.6: Coeficientes GSK en cada nudo

¹³ Descripción tomada del apéndice 5.7 de [7]

Esto quiere decir que la diferencia de generación en el nudo B4 sería:

$$\Delta G_{B4} = 100MW \cdot \frac{25}{100} = 25MW$$

Los nodos que tienen un coeficiente GSK asociado se denominan *nodos participantes*. Estos coeficientes se pueden ordenar en una matriz como la siguiente:

$$\left\{ \begin{pmatrix} GSK_{nodo1}^{zonaA} & \dots & GSK_{nodo1}^{zonaN} \\ \vdots & & \vdots \\ GSK_{nodoS}^{zonaA} & \dots & GSK_{nodoS}^{zonaN} \end{pmatrix} \right\} GSK_{nodoi}^{zonaX} \neq 0 \Leftrightarrow nodoi \in zonaX$$

Las columnas de esta matriz son todas las zonas (o sistemas) que componen la red. Las filas son todos los nodos participantes de todas las zonas. En ejemplo en cuestión, la matriz tendría el siguiente aspecto:

	A	B	C
A2	0.40	0	0
A3	0.60	0	0
B2	0	0.60	0
B3	0	0.15	0
B4	0	0.25	0
C1	0	0	0.70
C4	0	0	0.30

2.2.5 Factores de distribución de transferencia de potencia

PTDF

Los coeficientes PTDF (del inglés *power transfer distribution factors*) representan la variación en el flujo físico de una línea crítica frente a un cambio en la generación. Si es un cambio en la generación en un nudo, se denominan coeficientes PTDF *nodales* (este nudo debe ser un nudo participante); si el cambio es en la posición neta del sistema, PTDF *zonales*; si lo que los PTDF representan es la variación en el flujo de una línea crítica frente a los intercambios entre dos zonas, se llaman PTDF *de intercambios*. El valor de estos coeficientes depende del nudo que se escoja como *slack* (oscilante o balance).

Para el cálculo de los PTDF *nodales* se procede del siguiente modo. Imagínese el siguiente sistema, en el que hay un aumento de la generación de 1 MW en el nudo 1:

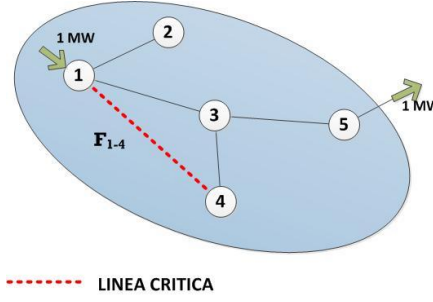


Figura 2.7: Representación de coeficientes PTDF nodales

El PTDF para la línea 1-4 en referencia al nudo 1 será:

$$PTDF_{linea1-4}^{nudo1} = \frac{F_{linea1-4} - F_{linea1-4}^{ref}}{1MW}$$

Los coeficientes PTDF deben calcularse para todas las situaciones de operación que los TSO, atendiendo a sus políticas de riesgo, consideren oportunas. Por ejemplo, supongamos la situación N-1 caracterizada por la desconexión de la línea 1-3:

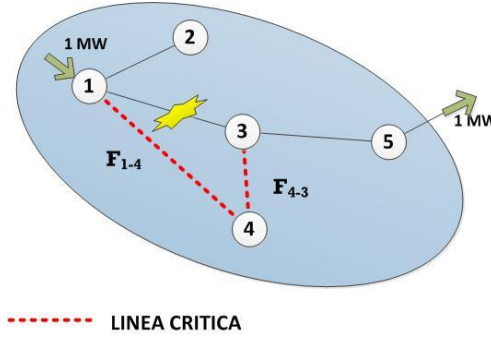


Figura 2.8: Representación de PTDF nodales en situación N-1 (1-3)

En la situación N-1 (1-3) hay dos líneas críticas cuyos PTDF serán¹⁴:

$$PTDF_{linea1-4}^{nudo1,N-1} = \frac{F_{linea1-4}^{N-1} - F_{linea1-4}^{ref,N-1}}{1MW} \quad PTDF_{linea3-4}^{nudo1,N-1} = \frac{F_{linea3-4}^{N-1} - F_{linea3-4}^{ref,N-1}}{1MW}$$

Los coeficientes PTDF se suelen ordenar en una matriz. En esta matriz aparecen todos los coeficientes asociados a todas las líneas de toda la red en cada uno de los contextos de operación. La tabla 2.3 recoge la forma de la matriz:

¹⁴ Existe otro método para el cálculo de PTDF en distintas situaciones de operación consistente en poner cada contexto en función del caso base; este método está disponible en el apéndice 1 de [9].

	Líneas críticas	Nudos participantes zona A			Nudos participantes zona B			...	Nudos participantes zona N		
		A1	A2	...	B1	B4	...		N2	N3	...
Caso base	A1-A2	PTDF	PTDF	...	PTDF	PTDF	PTDF	PTDF	...
	A4-B2	PTDF	PTDF	...	PTDF	PTDF	PTDF	PTDF	...

N-1	A2-B3	PTDF	PTDF	...	PTDF	PTDF	PTDF	PTDF	...
	B2-B5	PTDF	PTDF	...	PTDF	PTDF	PTDF	PTDF	...

Tabla 2.4: Organización de los coeficientes PTDF

Se puede suponer unos valores PTDF nodales para el ejemplo¹⁵, que se incluyen en la tabla 2.5:

	Líneas críticas	Nudos participantes zona A		Nudos participantes zona B			Nudos participantes zona C	
		A2	A3	B2	B3	B4	C1	C4
Caso base	B4-A1	-0.22	-0.16	0.19	0.31	0.46	0.08	0.04
	C3-C5	0.01	-0.04	0.03	0.06	0.02	0.31	0.25
	C5-C3	-0.13	-0.02	0.11	0.09	0.07	0.27	0.33
	C6-A5	-0.21	-0.18	0.04	0.07	0.05	0.21	0.33
N-1 (C1-C4)	B4-A1	-0.22	-0.16	0.27	0.19	0.52	0.11	0.09
	C3-C5	0.06	-0.02	0.13	0.03	0.06	0.61	0.34
	C5-C3	0.11	0.13	0.06	0.11	0.09	0.45	0.42
	C6-A5	0.08	0.14	0.09	-0.04	0.07	0.26	0.46
	C3-B1	-0.12	-0.12	-0.18	-0.22	-0.16	0.51	0.39

Tabla 2.5: Coeficientes PTDF nodales del ejemplo

En realidad, es más fácil trabajar con la relación existente entre flujos en las líneas y variaciones en la posición neta de un sistema que entre flujos en las líneas e inyecciones de potencia en un nodo. Los coeficientes que representan esta relación son los PTDF *zonales*. El valor de los PTDF *zonales* y los PTDF *nodales* se relaciona a través de los coeficientes GSK:

$$\underbrace{\begin{pmatrix} PTDF_{linea1}^{zonaA} & \dots & PTDF_{linea1}^{zonaN} \\ \vdots & & \vdots \\ PTDF_{lineaP}^{zonaA} & \dots & PTDF_{lineaP}^{zonaN} \end{pmatrix}}_{(LINEAS \times ZONAS)} = \underbrace{\begin{pmatrix} PTDF_{linea1}^{nodo1} & \dots & PTDF_{linea1}^{nodoS} \\ \vdots & & \vdots \\ PTDF_{lineaP}^{nodo1} & \dots & PTDF_{lineaP}^{nodoS} \end{pmatrix}}_{(LINEAS \times NODOS)} \times \underbrace{\begin{pmatrix} GSK_{nodo1}^{zonaA} & \dots & GSK_{nodo1}^{zonaN} \\ \vdots & & \vdots \\ GSK_{nodoS}^{zonaA} & \dots & GSK_{nodoS}^{zonaN} \end{pmatrix}}_{(NODOS \times ZONAS)}$$

¹⁵ La elección de estos valores es totalmente arbitraria y no responde a ningún criterio particular.

De este modo, el elemento (i,X) de la matriz $PTDF_{zonal}$ representa la influencia en la línea crítica i provocada por una variación en la posición neta del sistema X . En el ejemplo:

$$\begin{array}{c}
 \begin{array}{c}
 A \quad B \quad C \\
 \begin{array}{c}
 B4A1 \\
 C3C5 \\
 C5C3 \\
 C6A5 \\
 \overline{B4A1} \\
 C3C5 \\
 C5C3 \\
 C6A5 \\
 C3B1
 \end{array}
 \end{array}
 \begin{pmatrix}
 -0.184 & 0.276 & 0.068 \\
 -0.02 & 0.032 & 0.292 \\
 -0.064 & 0.219 & 0.288 \\
 -0.194 & \mathbf{0.047} & 0.246 \\
 \hline
 -0.184 & 0.321 & 0.104 \\
 0.012 & 0.098 & 0.529 \\
 0.220 & 0.075 & 0.441 \\
 0.116 & \mathbf{0.066} & 0.320 \\
 -0.12 & -0.181 & 0.474
 \end{pmatrix}
 =
 \begin{pmatrix}
 -0.22 & -0.16 & 0.19 & 0.31 & 0.46 & 0.08 & 0.04 \\
 0.01 & -0.04 & 0.03 & 0.06 & 0.02 & 0.31 & 0.25 \\
 -0.13 & -0.02 & 0.11 & 0.09 & 0.07 & 0.27 & 0.33 \\
 -0.21 & -0.18 & 0.04 & 0.07 & 0.05 & 0.21 & 0.33 \\
 \hline
 -0.22 & -0.16 & 0.27 & 0.19 & 0.52 & 0.11 & 0.09 \\
 0.06 & -0.02 & 0.13 & 0.03 & 0.06 & 0.61 & 0.34 \\
 0.11 & 0.13 & 0.06 & 0.11 & 0.09 & 0.45 & 0.42 \\
 0.08 & 0.14 & 0.09 & -0.04 & 0.07 & 0.26 & 0.46 \\
 -0.12 & -0.12 & -0.18 & -0.22 & -0.16 & 0.51 & 0.39
 \end{pmatrix}
 \times
 \begin{pmatrix}
 0.40 & 0 & 0 \\
 0.60 & 0 & 0 \\
 0 & 0.60 & 0 \\
 0 & 0.15 & 0 \\
 0 & 0.25 & 0 \\
 0 & 0 & 0.70 \\
 0 & 0 & 0.30
 \end{pmatrix}
 \end{array}$$

Por ejemplo, la influencia que sobre la línea C6-A5 ejerce la variación en la posición neta de B de +1 MW es 0,047 en el caso base y 0,066 en el caso N-1 (C1-C4).

A partir de esta matriz se puede calcular la relación existente entre la variación en el intercambio de dos sistemas y la variación de flujo en una línea crítica:

$$PTDF_{lineai}^{zonaX-zonaY} = PTDF_{lineai}^{zonaX} - PTDF_{lineai}^{zonaY}$$

Con estos valores se forma una matriz PTDF de *intercambios*. En el ejemplo, esta matriz sería:

$$\begin{array}{c}
 \begin{array}{c}
 B \rightarrow A \quad C \rightarrow A \quad C \rightarrow B \\
 \begin{array}{c}
 B4A1 \\
 C3C5 \\
 C5C3 \\
 C6A5 \\
 \overline{B4A1} \\
 C3C5 \\
 C5C3 \\
 C6A5 \\
 C3B1
 \end{array}
 \end{array}
 \begin{pmatrix}
 0.456 & 0.252 & -0.208 \\
 0.052 & 0.312 & 0.260 \\
 0.283 & 0.352 & 0.069 \\
 0.239 & 0.438 & \mathbf{0.199} \\
 \hline
 0.505 & 0.288 & 0.217 \\
 0.086 & 0.517 & 0.432 \\
 -0.047 & 0.319 & 0.366 \\
 -0.051 & 0.204 & \mathbf{0.255} \\
 -0.061 & 0.594 & 0.655
 \end{pmatrix}
 \end{array}$$

Es decir, si por ejemplo hay un incremento en el intercambio entre C y B de 100 MW, la línea C6-A5 incrementaría su flujo en 19,9 MW en el caso base y 25,5 MW en el caso N-1(C1-C4).

2.2.6 Factores transformadores desfasadores PSF

Un transformador de cambio de fase, transformador desfasador o PST (por sus siglas en inglés *phase shifting transformer*) es un dispositivo utilizado en las líneas eléctricas para variar el ángulo eléctrico existente entre sus extremos y así controlar la potencia activa que la línea transmite en ciertas condiciones de operación [16]. Estos elementos de control pueden tener impacto significativo en los flujos en las interconexiones; su influencia está representada por los factores de cambiadores de fase PSF (del inglés *phase shifter factor*), que relacionan la variación en la capacidad de una línea crítica en MW con la variación en el ángulo de un PST en grados. Se organizan en una matriz como la siguiente:

$$\begin{array}{c}
 \begin{array}{c}
 B4A1 \\
 C3C5 \\
 C5C3 \\
 C6A5 \\
 \hline
 B4A1 \\
 C3C5 \\
 C5C3 \\
 C6A5 \\
 C3B1
 \end{array}
 \begin{array}{c}
 \begin{array}{c}
 PST1 \\
 \left(\begin{array}{c}
 6 \\
 9 \\
 9 \\
 15 \\
 \hline
 6 \\
 8 \\
 8 \\
 14 \\
 7
 \end{array} \right)
 \end{array}
 \end{array}$$

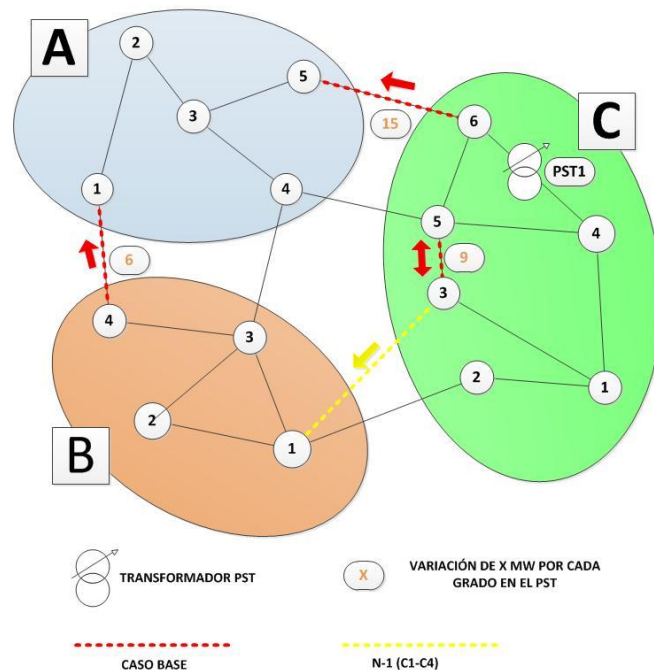


Figura 2.9: Influencia de los transformadores desfasadores en el caso base.

2.2.7 Vector de intercambios

El flujo en cada línea crítica es la suma de tres flujos:

- Flujo de referencia F_{ref}
- La variación de flujo consecuencia de la acción de los PST ΔF_{PS}

$$\begin{array}{c} \text{VariaciónFlujoPS} \\ \left(\begin{array}{c} \Delta F_{línea1}^{PS} \\ \vdots \\ \Delta F_{líneaP}^{PS} \end{array} \right) \\ \text{(LíneasCríticas} \times 1) \end{array} = \begin{array}{c} \text{matrizPSF} \\ \left(\begin{array}{ccc} PSF_{línea1}^{PS_1} & \dots & PSF_{línea1}^{PS_M} \\ \vdots & & \vdots \\ PSF_{líneaP}^{PS_1} & \dots & PSF_{líneaP}^{PS_M} \end{array} \right) \\ \text{(LíneasCríticas} \times \text{PSTparticipantes)} \end{array} \times \begin{array}{c} \text{VariaciónPST} \\ \left(\begin{array}{c} \Delta anguloPS_1 \\ \vdots \\ \Delta anguloPS_M \end{array} \right) \\ \text{(PSTparticipantes} \times 1) \end{array}$$

Si se supone una variación de dos grados en el PST, este vector tendría la siguiente forma:

$$\begin{array}{c} \left(\begin{array}{c} \Delta F_{B4A1}^{PS} \\ \Delta F_{C3C5}^{PS} \\ \Delta F_{C5C3}^{PS} \\ \Delta F_{C6A5}^{PS} \\ \Delta F_{B4A1}^{PS} \\ \Delta F_{C3C5}^{PS} \\ \Delta F_{C5C3}^{PS} \\ \Delta F_{C6A5}^{PS} \\ \Delta F_{C3B1}^{PS} \end{array} \right) = \begin{array}{c} \left(\begin{array}{c} 12 \\ 18 \\ 18 \\ 30 \\ 12 \\ 16 \\ 16 \\ 28 \\ 14 \end{array} \right) = \frac{1}{6} \times \left(\begin{array}{c} 6 \\ 9 \\ 9 \\ 15 \\ 6 \\ 8 \\ 8 \\ 14 \\ 7 \end{array} \right) \times (2) \end{array}$$

- Los incrementos de flujo asociados a las transacciones (intercambios comerciales entre áreas) cuya viabilidad se está comprobando ΔF

$$\begin{array}{c} \text{VariacionesFlujoInt.} \\ \left(\begin{array}{c} \Delta F_{línea1} \\ \vdots \\ \Delta F_{líneaP} \end{array} \right) \\ \text{(LíneasCríticas} \times 1) \end{array} = \begin{array}{c} \text{PTDF}_{\text{Intercambios}} \\ \left(\begin{array}{ccc} PTDF_{línea1}^{\text{Intercambio1}} & \dots & PTDF_{línea1}^{\text{IntercambioQ}} \\ \vdots & & \vdots \\ PTDF_{líneaP}^{\text{Intercambio1}} & \dots & PTDF_{líneaP}^{\text{IntercambioQ}} \end{array} \right) \\ \text{(LíneasCríticas} \times \text{IntercambiosPosibles)} \end{array} \times \begin{array}{c} \text{VariacionesIntercambios} \\ \left(\begin{array}{c} \Delta E_{\text{Intercambio1}} \\ \vdots \\ \Delta E_{\text{IntercambioQ}} \end{array} \right) \\ \text{(IntercambiosPosibles} \times 1) \end{array}$$

Si se considera una variación de intercambios como la siguiente:

$$\left(\begin{array}{c} \Delta E_{B \rightarrow A} \\ \Delta E_{C \rightarrow A} \\ \Delta E_{C \rightarrow B} \end{array} \right) = \left(\begin{array}{c} 40 \\ 20 \\ 60 \end{array} \right)$$

Las variaciones provocadas en las líneas críticas serían:

$$\begin{pmatrix} \Delta F_{B4A1} \\ \Delta F_{C3C5} \\ \Delta F_{C5C3} \\ \Delta F_{C6A5} \\ \Delta F_{B4A1} \\ \Delta F_{C3C5} \\ \Delta F_{C5C3} \\ \Delta F_{C6A5} \\ \Delta F_{C3B1} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 10.97 \\ 23.92 \\ 22.51 \\ 30.26 \\ 12.95 \\ 39.65 \\ 26.46 \\ 17.33 \\ 48.74 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0.456 & 0.252 & -0.208 \\ 0.052 & 0.312 & 0.260 \\ 0.283 & 0.352 & 0.069 \\ 0.239 & 0.438 & 0.199 \\ 0.505 & 0.288 & 0.217 \\ 0.086 & 0.517 & 0.432 \\ -0.047 & 0.319 & 0.366 \\ -0.051 & 0.204 & 0.255 \\ -0.061 & 0.594 & 0.655 \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} 40 \\ 20 \\ 60 \end{pmatrix}$$

El flujo en cada línea crítica no puede superar el margen físico:

$$\begin{pmatrix} F_{línea1} \\ \vdots \\ F_{líneaP} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} F_{línea1}^{ref} \\ \vdots \\ F_{líneaP}^{ref} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} \Delta F_{línea1}^{PS} \\ \vdots \\ \Delta F_{líneaP}^{PS} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} \Delta F_{línea1} \\ \vdots \\ \Delta F_{líneaP} \end{pmatrix} \leq \begin{pmatrix} \Phi_{línea1} \\ \vdots \\ \Phi_{líneaP} \end{pmatrix}$$

2.2.8 Subastas de capacidad de intercambio en día D-1, mercado diario

La adjudicación de la capacidad de intercambio puede hacerse mediante subastas explícitas o implícitas. La elección de uno u otro método implica la resolución de un problema de optimización distinto, que se formulan a continuación.

Para la adjudicación de la capacidad se aplican los siguientes principios:

- Una puja es enteramente aceptada si su oferta es mayor (menor en caso de venta) que el precio marginal de la subasta
- Una puja es parcialmente aceptada si su oferta es igual que el precio marginal de la subasta
- Una puja es rechazada si su oferta es menor (mayor en caso de venta) que el precio marginal de la subasta

2.2.8.1 Subastas explícitas

Este es el método que se usa en el este de Europa central CEE¹⁶ (*Central Eastern Europe*), en el que los derechos para nominar un intercambio son subastados. En este sistema cada puja está definida por:

- Un camino contractual (los caminos A→B y B→A se consideran distintos)

¹⁶ La implementación de este sistema en CEE se discute ampliamente en [11]

- Volumen de intercambio
- Precio al que el intercambio se produce.

La adjudicación de los derechos se hace resolviendo un problema de optimización en el que la función objetivo a maximizar es el valor neto de mercado:

$$\max \left\{ \sum_{i \in K} \sum_{x \rightarrow y \in C} P_{x \rightarrow y}^i \times E_{x \rightarrow y}^i \right\}, \text{ donde}$$

- K es el conjunto de pujas,
 C son los diferentes caminos contractuales,
 P es el precio propuesto por la puja i para el camino $x \rightarrow y$,
 E es volumen adjudicado a la puja i para el camino $x \rightarrow y$.

Esto es, se pretende maximizar la diferencia entre lo que los compradores están dispuestos a pagar y lo que los vendedores están dispuestos a recibir. Sin embargo, al acabar la subasta se comunica a los participantes un precio marginal uniforme para cada camino contractual.

Las restricciones de seguridad son las propias restricciones de la red. En particular, los factores PTDF negativos pasan a ser nulos; de otro modo, pueden existir incrementos negativos en el flujo de una línea crítica aunque el vector de intercambios sea positivo (situaciones no intuitivas¹⁷). Por otro lado, como lo que se subasta son simplemente derechos y no obligaciones de transmisión, existe el riesgo de que la capacidad efectivamente utilizada sea menor que la asignada, y que, por tanto, variaciones negativas de flujo en las líneas asociadas a algunos intercambios no se produzcan. Al convertir los PTDF negativos en nulos se elimina este riesgo: sólo se tienen en cuenta los coeficientes que sobrecargan las líneas.

$$\sum_{x, y \in Z} (\max(0, PTDF_n^{x \rightarrow y}) \times \sum_{i \in K} E_{x \rightarrow y}^i) \leq \Phi_n^+, \forall n \in L,$$

$$\sum_{x, y \in Z} (\max(0, -PTDF_n^{x \rightarrow y}) \times \sum_{i \in K} E_{x \rightarrow y}^i) \leq \Phi_n^-, \forall n \in L, \text{ donde}$$

- L es el conjunto de líneas críticas
 Z son las diferentes zonas de la red
 $PTDF_n^{x \rightarrow y}$ son los coeficientes PTDF de intercambios entre las zonas x e y
 Φ^+ es el margen físico de la línea en la dirección de su definición
 Φ^- es el margen físico de la línea en la dirección contraria a su definición

¹⁷ Las situaciones no intuitivas se tratan de manera extensiva en [7]. Puede llegar a ocurrir que los flujos de energía vayan de la zona con un precio marginal más alto a otra con un precio marginal más bajo.

2.2.8.2 Subastas implícitas. Acoplamiento de mercados

Este método se utiliza cuando lo que se persigue es un acoplamiento de mercados; actualmente está en fase de experimentación en Europa central occidental CWE (*central western Europe*) con un modelo de acoplamiento de mercados basado en precios. En el caso de las subastas explícitas, el propietario del derecho de intercambio puede finalmente no ejercer este derecho. En el caso de subastas implícitas, los adjudicatarios de una oferta de compra/venta tienen la obligación de satisfacerla.

El problema de optimización es el siguiente: cada actor ofrece comprar/vender energía en su zona, y la asignación de capacidad se hace implícitamente a la vez que la casación de las ofertas. Es por esto que los coeficientes PTDF que se utilizan no son los de *intercambios* como ocurría en el caso anterior, sino que son los *zonales*. La función objetivo a maximizar es el beneficio social neto:

$$\max \sum_{i \in Z} \left[\int_0^{q_i^{compra}} p_i(q) dq - \int_0^{q_i^{venta}} c_i(q) dq \right] \left\| \begin{array}{l} q_i^{compra} \geq 0 \\ q_i^{venta} \geq 0 \end{array} \right., \text{ donde}$$

Z es el conjunto de las zonas en la red

q son las pujas de compra/venta aceptadas en la zona i

p,c es el precio de compra/venta en la zona i

Al igual que antes, al final se comunica un precio marginal a los participantes del mercado. Este precio será distinto en cada zona en caso de congestiones.

Las restricciones del problema de optimización son las de la red:

$$\underbrace{\begin{pmatrix} PTDF_{línea1}^{zona1} & \dots & PTDF_{línea1}^{zonaN} \\ \vdots & & \vdots \\ PTDF_{líneaP}^{zona1} & \dots & PTDF_{líneaP}^{zonaN} \end{pmatrix}}_{(LINEAS \times ZONAS)} \times \underbrace{\begin{pmatrix} q_{zona1}^{venta} - q_{zona1}^{compra} \\ \vdots \\ q_{zonaN}^{venta} - q_{zonaN}^{compra} \end{pmatrix}}_{(ZONAS \times 1)} \leq \underbrace{\begin{pmatrix} \Phi_{línea1} \\ \vdots \\ \Phi_{líneaP} \end{pmatrix}}_{(LINEAS \times 1)}$$

2.2.8.3 Cálculo del precio de subasta¹⁸

Como se ha comentado anteriormente, la liquidación del mercado se hace mediante un sistema de precios marginales uniformes que son comunicados a los participantes. Su cálculo se hace utilizando el precio sombra asociado a las restricciones del problema. El precio sombra representa la relación entre la variación en una unidad del límite de la restricción y su influencia sobre la función objetivo (márgenes físicos en las líneas y beneficio social neto en el ejemplo, respectivamente). Intuitivamente, es el valor que adquiere una unidad de capacidad de transporte en un sentido determinado teniendo en cuenta la asignación óptima de la capacidad.

¹⁸ Explicación tomada de [9] y [11]

A modo de ejemplo, imagínese que una vez resuelto el problema de optimización, su solución se ve restringida por el margen físico de la línea A en la dirección de su definición, que es de 100 MW, y que el beneficio social neto que subyace de esta solución es 1000€. Si se aumenta la capacidad de la línea A en 1 MW su margen físico en la misma dirección pasa a ser 101 MW, y de la nueva solución del problema se obtiene que el beneficio social neto es de 1050€. De este modo, el precio sombra asociado a la restricción de la línea A sería:

$$SP_A^+ = \frac{1050\text{€} - 1000\text{€}}{1\text{MW}} = 50\text{€/MW}, \text{ donde}$$

SP_A^+ es el precio sombra asociado a la restricción de la línea A en la dirección de su definición

Ahora se puede obtener el precio marginal o precio de subasta relacionando los coeficientes PTDF de intercambios y el precio sombra de las restricciones:

$$P_M^{x \rightarrow y} = \sum_{i \in K} \left[\max(0, PTDF_i^{x \rightarrow y}) \times SP_i^+ \right] + \sum_{i \in K} \left[\max(0, -PTDF_i^{x \rightarrow y}) \times SP_i^- \right], \text{ donde}$$

$P_M^{x \rightarrow y}$ es el precio marginal para el intercambio de x a y

K es el conjunto de líneas

$PTDF_i^{x \rightarrow y}$ es el coeficiente PTDF de intercambios entre las zonas x e y para la línea i

SP_i^+ es el precio sombra asociado a la restricción de la línea A en la dirección de su definición

SP_i^- es el precio sombra asociado a la restricción de la línea i en la dirección opuesta a su definición

CAPÍTULO 3

Aplicación en un sistema teórico

En este capítulo se verá con detalle la aplicación de los métodos de cálculo expuestos anteriormente en dos sistemas eléctricos teóricos, uno de ellos formado por dos zonas y el otro formado por tres. El objetivo último es analizar las diferencias en los resultados obtenidos con uno y otro método dependiendo del sistema en cuestión.

Se han considerado los siguientes principios a la hora de proponer el modelo de los sistemas:

- La tensión nominal de todos los nudos es 400kV. Esta tensión se considera habitual en líneas de transporte.
- En el modelo a utilizar se desprecia la resistencia de las líneas. Esta suposición es válida porque, por un lado, en líneas de transporte este valor representa aproximadamente el 10% de la componente inductiva de la impedancia de la línea; además, los flujos de potencia se calculan resolviendo flujos de cargas en continua.
- No se considera la admitancia en paralelo de las líneas.
- No se incluyen transformadores desfasadores en el modelo

En cuanto a las hipótesis de los generadores:

- El coste de generación en cada zona es el mismo para todas las unidades. Además, todas las unidades tienen los mismos límites de generación. Esta es una suposición bastante irreal, pero se ha hecho así para facilitar la simulación de las subastas que se hace en Excel.
- Los generadores tienen coeficientes de respuesta diferentes ante variaciones de la posición neta de su área (coeficientes GSK). Esto se atribuye a las posibles diferencias en tecnología que pueden tener entre ellos.

En lo que se refiere a las cargas:

- La demanda se considera 100% inelástica durante toda la operación.

En cuanto a la simulación:

- El método utilizado para resolver los flujos de cargas es una aproximación de corriente continua.

- No se considerarán contingencias; se hará exclusivamente un análisis del caso base.
- En caso base el programa de intercambio entre las áreas es nulo. Es decir, se parte de un punto en el que no hay intercambio comercial entre las áreas.
- Se considerarán solo subastas de capacidad para el mercado diario. Los flujos de energía de los que se parte para calcular la capacidad de intercambio son los que resultan del despacho económico esperado.
- La capacidad calculada con el método ATC es la capacidad de intercambio en una dirección durante una hora D que será adjudicada mediante subastas explícitas.
- Para el método FB se utilizarán subastas explícitas, en las que se subasta el uso de la capacidad de intercambio durante una hora D.
- Se ha considerado un único conjunto de pujas para cada dirección de intercambio. Es decir, no existen diferentes agentes que compiten entre sí por adquirir capacidad, sino que todas sus pujas se han englobado en una sola.
- Para simplificar el modelo, no se tendrán en cuenta márgenes de incertidumbre, salvo en el método ATC donde se tendrá en cuenta el hecho de que se subastan derechos y no obligaciones de transmisión.

3.1 Herramientas informáticas

Para la resolución del problema de optimización que se deriva de la aplicación del método FB se ha diseñado una hoja de cálculo con el programa Excel, que con el complemento *solver* permite resolver problemas de optimización como el planteado.

Sin embargo, previamente es necesario para la aplicación de los dos métodos una herramienta que permita calcular flujos de cargas. En este proyecto se ha usado el software PowerWorld¹⁹, que además de calcular los flujos de carga permite variar el programa de intercambio entre áreas, algo que es muy útil a la hora de calcular la capacidad de intercambio ATC. Por otro lado, con este software también pueden hacerse diagramas unifilares para la mejor comprensión del modelo²⁰.

Una vez resuelto el problema se obtienen los siguientes resultados para cada uno de los métodos:

¹⁹ Este software es el que se utiliza en las prácticas de Regulación de Sistemas Eléctricos.

²⁰ Los diagramas unifilares correspondientes a los sistemas utilizados en el capítulo 4 se encuentran en el apéndice A.3

- Capacidad asignada y precio marginal de la subasta en las dos direcciones para cada una de las fronteras.
- Valor neto de mercado.
- Recaudación del organizador de la subasta.

Con estos datos se podrán comparar los dos métodos y hacer una valoración de su utilidad y aplicabilidad en sistemas eléctricos.

3.1.1 PowerWorld

En el modelo PowerWorld se han se han incluido los siguientes parámetros referentes al sistema:

- Definición de áreas y nudos que las componen
- Caracterización de las líneas por su origen y destino, límite físico de transporte y reactancia en serie
- Tensión y curva de oferta de los generadores en los nudos PV
- Coeficiente de participación de los generadores
- Demanda fija en los nudos PQ

Para hacer las simulaciones, se hace en primer lugar un despacho económico con control de generación de área en las unidades generadoras. En un principio, no hay programa de intercambio entre las diferentes áreas. El flujo de cargas se resuelve utilizando el método de aproximación en corriente continua. De cara al método FB, se partirá de estos valores de flujos de potencias en las líneas. También se utilizarán los datos de precios marginales en cada área para después simular las subastas de capacidad.

A la hora de hallar la capacidad de intercambio con el método ATC se procede del siguiente modo. En el apartado complementos (*add-ins*) la pestaña ATC permite variar el programa de intercambio entre las diferentes áreas. De este modo, se consigue hacer incrementos discretos del programa de intercambio y observar su influencia en el sistema. Se variará el programa de intercambio hasta que se viole alguna restricción, escogiendo este valor como la capacidad de intercambio.

En el apartado herramientas (*tools*) se encuentra una pestaña que permitirá hacer análisis de sensibilidades. Aquí se puede encontrar los coeficientes PTDF que son necesarios para el método FB. Si bien es posible obtener directamente los PTDF de intercambios, se prefiere obtenerlos a partir de los coeficientes PTDF nodales y los coeficientes GSK, para así asegurar que el programa los calcula del mismo modo que propone el método FB. Además, este método es más flexible pues permite introducir los cambios más rápido. Ambos valores se han comparado después entre sí y han coincidido al 99%.

3.1.2 Hoja de cálculo

Con el programa EXCEL se ha desarrollado una hoja de cálculo con la que, por un lado, se han simulado las subastas explícitas de capacidad que siguen al cálculo con el método ATC, y con la que también se ha resuelto el programa de optimización asociado a la utilización del método FB.

Las subastas de la capacidad calculada con ATC son muy sencillas. En la hoja se introducen las pujas y con el complemento *solver* se asigna la capacidad en la subasta, simplemente teniendo en cuenta que la capacidad asignada no puede superar el valor calculado previamente para la capacidad.

A la hora de ejecutar *solver*, en las opciones se debe pinchar las pestañas “asumir modelo lineal” y “asumir valores no negativos”; las aproximaciones del modelo expuestas en el principio de este capítulo hacen que se convierta en un problema de programación lineal, por tanto la solución propuesta por *solver* se corresponde con el problema propuesto. Excel *solver* utiliza el algoritmo simplex para resolver el problema de optimización lineal, que es justo el algoritmo base que se emplea habitualmente para la resolución del problema FB, tanto con subastas explícitas como implícitas²¹.

El algoritmo simplex considera el poliedro dentro del cual encuentran las soluciones factibles de acuerdo a las restricciones del problema. La solución al problema se encuentra en uno de los vértices de este poliedro. Lo que hace simplex es, en primer lugar, elaborar una solución factible inicial en uno de los vértices del poliedro, y después moverse de vértice en vértice siempre en dirección a la maximización/minimización de la función objetivo hasta que se encuentra la solución óptima [20].

A la hora de aplicar el algoritmo simplex pueden darse diversas situaciones adversas, como que existan puntos óptimos alternativos ya que toda una cara del poliedro tiene el mismo valor de la función objetivo. Al ser la estructura de las pujas en este proyecto muy sencilla esto no puede llegar a ocurrir, y por tanto el estudio de los óptimos múltiples queda fuera del alcance de este proyecto²².

Las subastas de capacidad FB son un poco más complicadas, puesto que deben incluir todas las restricciones del problema. Es decir, al ejecutar *solver* se debe incluir que los cambios producidos en las líneas a raíz del aumento de los intercambios no pueden exceder el margen físico calculado anteriormente.

Por último, se utilizan los informes que elabora *solver* después de terminar el problema de optimización para averiguar el precio sombra asociado a las restricciones y así poder calcular el precio marginal de la subasta.

²¹ El operador del sistema francés RTE lo utiliza a la hora de hacer el acoplamiento de mercado [9].

²² La relación que existe entre estos fenómenos y la adjudicación en las subastas se estudia ampliamente en [11].

3.2 Descripción de los sistemas teóricos

Se proponen los siguientes sistemas teóricos que se van a utilizar para simular los métodos FB y ATC para el cálculo de la capacidad de intercambio:

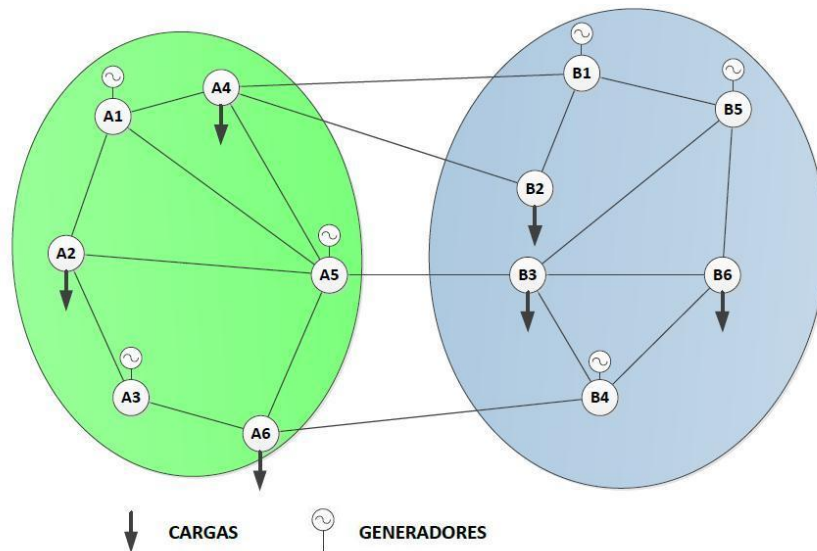


Figura 3.1: Perfil del sistema eléctrico compuesto por dos zonas

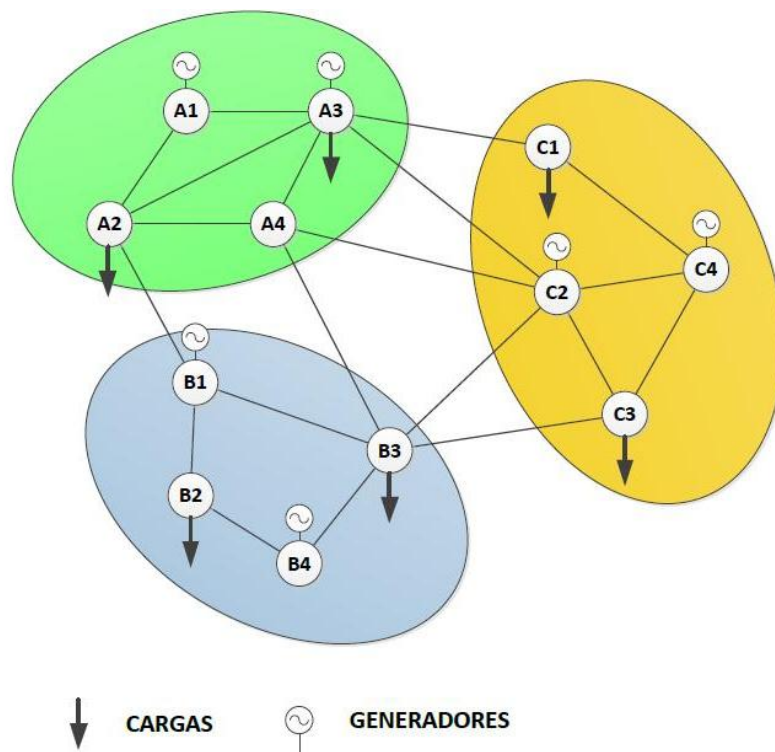


Figura 3.2: Perfil del sistema eléctrico compuesto por tres zonas

Este modelo es una fotografía de lo que el TSO espera para la hora en la que se va a hacer la simulación. Es decir, tanto la topología de la red como los parámetros que la describen son predicciones a futuro con más o menos incertidumbre. Sin embargo, tal y como se expone en la introducción de este capítulo, no se tendrán en cuenta márgenes de incertidumbre. Se considera caso base aquel en el que el programa de intercambio entre las áreas es nulo.

Los parámetros referentes a las líneas quedan resumidos tablas 3.1 y 3.2:

INICIO	FIN	X (p.u.)	Límite Físico (MW)
A1	A4	0,02364	400
A1	A5	0,08351	100
A1	A2	0,07482	300
A2	A5	0,05726	300
A2	A3	0,04382	400
A3	A6	0,04518	250
A4	A5	0,04289	300
A4	B2	0,08438	150
A4	B1	0,07118	150
A5	B3	0,04977	200
A5	A6	0,03891	200
A6	B4	0,0424	200
B1	B5	0,0424	300
B1	B2	0,04573	300
B3	B4	0,03782	350
B3	B6	0,02671	250
B4	B6	0,03875	300
B5	B6	0,0531	400
B5	B3	0,06824	250

Tabla 3.1: Parámetros de las líneas eléctricas en el sistema de dos zonas

INICIO	FIN	X (p.u.)	Límite Físico (MW)
A1	A2	0,05476	450
A1	A3	0,04672	350
A2	A3	0,03452	300
A2	B1	0,03471	220
A2	A4	0,07582	250
A3	C1	0,03456	350
A3	A4	0,06428	300
A3	C2	0,05621	150
A4	C2	0,07432	180
A4	B3	0,04521	200
B1	B3	0,04367	360
B1	B2	0,02896	400
B2	B4	0,08463	300
B3	B4	0,04546	450
B3	C3	0,07472	250
B3	C2	0,05435	400
C1	C4	0,04627	500
C2	C4	0,06326	500
C2	C3	0,05204	380
C3	C4	0,08326	450

Tabla 3.2: Parámetros de las líneas eléctricas en el sistema de tres zonas

A continuación (tabla 3.3 y tabla 3.4) se presentan las ofertas de las unidades generadoras así como sus coeficientes GSK:

Nudo	Pmax(MW)	coste UM/MWh			GSK (%)
		< 200 MW	< 400 MW	< 600 MW	
A1	600	11,28	14,84	18,4	25
A3	600	11,28	14,84	18,4	25
A5	600	11,28	14,84	18,4	50
B1	600	12	16	20	40
B4	600	12	16	20	40
B5	600	12	16	20	20

Tabla 3.3: Parámetros de los generadores en el sistema de dos zonas

Nudo	Pmax(MW)	coste UM/MWh			GSK (%)
		< 333 MW	< 667 MW	< 1000 MW	
A1	1000	13,52	19,45	25,38	60
A3	1000	13,52	19,45	25,38	40
Nudo	Pmax(MW)	< 300 MW	< 600 MW	< 900 MW	GSK (%)
B1	900	14,45	20,45	26,45	67
B4	900	14,45	20,45	26,45	33
Nudo	Pmax(MW)	< 250 MW	< 500 MW	< 750 MW	GSK (%)
C2	750	12,12	17,12	22,12	50
C4	750	12,12	17,12	22,12	50

Tabla 3.4: Parámetros de los generadores en el sistema de tres zonas

La demanda es fija y su distribución aparece en las tablas 3.5 y 3.6:

Nudo	Pmax(MW)
A2	500
A4	500
A6	300
B2	300
B3	300
B6	500

Tabla 3.5: Demanda fija en la red de dos zonas

Nudo	Pmax(MW)
A2	400
A4	300
B2	600
B3	700
C1	500
C3	600

Tabla 3.6: Demanda fija en la red de tres zonas

Una vez se han introducido estos datos en el modelo PowerWorld es necesario hacer un despacho económico y resolver un flujo de cargas en continua para hallar los flujos de potencia por las líneas. Se usarán estos flujos como flujos de referencia para el método FB, y también se utilizarán los precios marginales en cada zona para simular las pujas en las subastas de capacidad. Es esta diferencia de precios esperada la que hace que se use la capacidad de intercambio con fines comerciales.

Después de hacer el despacho económico, se tienen los siguientes precios marginales:

- **Sistema de dos zonas:** en el área A el precio marginal es 18,4 UM/MW; en el área B es de 16 UM/MW.
- **Sistema de tres zonas:** en el área A es 19,45 UM/MW; en el área B es 26,45 UM/MW; en el área C es 22,12 UM/MW.

Con objeto de averiguar cuáles son las líneas críticas se han hecho varias simulaciones forzando al máximo los valores de exportación/importación en los sistemas. En la tabla 3.7 aparecen las líneas que se han considerado críticas en el sistema formado por dos zonas junto con sus flujos de potencia en el caso base (no hay programa de intercambio):

A->B			B->A		
INICIO	FIN	Fref(MW) ²³	INICIO	FIN	Fref(MW) ²³
A1	A4	299	A4	B2	42
A3	A6	171	A4	B1	-117
A4	A5	-126	A5	B3	123
A4	B2	42	A6	B4	-47
A4	B1	-117	B1	B2	258
A5	B3	123	B3	B4	-130
A5	A6	82	B5	B6	221
A6	B4	-47	B5	B3	137

Tabla 3.7: Flujos en las líneas críticas en el sistema de dos zonas

Para el sistema con tres zonas se han considerado todas las líneas como críticas debido a lo mallado que está el sistema y a lo distintos que son los escenarios de simulación.

El interés de los diferentes agentes por la capacidad de intercambio es en principio el mismo sea cual sea el método utilizado para su adjudicación. Este interés se manifiesta en las pujas que hacen; por tanto, éstas son las mismas se utilice un método u otro para calcular la capacidad.

Las pujas para la capacidad desde la zona más barata a la zona más cara se hacen en base a la diferencia de precios esperada durante la hora D. Para el sistema compuesto por dos zonas esta diferencia es de 2,4 UM/MW, siendo B la zona más barata. El conjunto de pujas para la capacidad entre B y A se considerará el que aparece en la tabla 3.8:

²³ En el sentido en que está definida la línea

precio (cUM/MW)	Requerida (MW)
250	40
230	300
200	250
150	220
130	200
110	180
80	150

Tabla 3.8: Sistema con dos zonas. Pujas para la subasta explícita de capacidad de intercambio B→A

A veces las unidades generadoras próximas a la frontera están interesadas en adquirir derechos de capacidad de intercambio para hacer frente a posibles indisponibilidades de generación que les impidan cumplir sus obligaciones de suministro. Esta es la razón por la que algunos agentes pujan por capacidad por encima de la diferencia de precios esperada (primera fila de la tabla 3.8). También esta es la razón por la que existe una demanda de capacidad de intercambio entre A y B. Lógicamente, al ser esta demanda mucho menor que la que existe por motivos comerciales el precio de subasta es también mucho menor (tabla 3.9):

precio (cUM/MW)	Requerida (MW)
20	10
16	10
12	10
8	10
4	0
2	0
1	0

Tabla 3.9: Sistema con dos zonas. Pujas para la subasta explícita de capacidad de intercambio A→B

Exactamente lo mismo ocurre para el sistema compuesto por tres zonas. En las tablas 3.10, 3.11 y 3.12 se muestran las pujas para cada interconexión y cada sentido:

A→B		B→A	
precio cUM/MW	Requerida (MW)	precio cUM/MW	Requerida (MW)
720	40	20	0
690	80	16	0
650	150	14	0
600	200	12	5
500	300	8	10
300	400	4	15
100	100	2	20

Tabla 3.10: Sistema con tres zonas. Pujas para la capacidad en la frontera A-B

A→C		C→A	
precio cUM/MW	Requerida (MW)	precio cUM/MW	Requerida (MW)
300	40	20	0
260	80	16	0
240	150	14	0
200	200	12	5
150	300	8	10
100	400	4	15
80	100	2	20

Tabla 3.11: Sistema con tres zonas. Pujas para la capacidad en la frontera A-C

B→C		C→B	
precio cUM/MW	Requerida (MW)	precio cUM/MW	Requerida (MW)
20	0	450	40
16	0	420	80
14	0	400	150
12	5	350	200
8	10	250	300
4	15	180	400
2	20	100	100

Tabla 3.12: Sistema con tres zonas. Pujas para la capacidad en la frontera B-C

3.3 Sistema con dos zonas

El sistema que se va a analizar a continuación es el descrito en la figura 3.1, cuyas características se han presentado previamente.

3.3.1 Método ATC

Para calcular la capacidad de intercambio con este método se opera como se explica en el capítulo 2.1: se va aumentando poco a poco el programa de intercambio hasta una de las líneas llegue a su límite. Se realizará el cálculo para la situación base; es decir, sin tener en cuenta ninguna contingencia.

Partimos de la situación descrita en 4.1.1. A partir de ahí, se van simulando incrementos de 100 MW en el programa en la dirección A→B.

A → B		0 MW	100 MW	200 MW	300 MW	
INICIO	FIN	estado (MW)	estado (MW)	estado (MW)	estado (MW)	limite (MW)
A1	A4	298,4	324,4	350,4	376,3	400
A3	A6	170,8	190,5	210,2	229,9	250
A4	A5	-126,4	-139,2	-151,9	-164,7	300
A4	B2	41,7	55,4	69	82,6	150
A4	B1	-116,9	-91,8	-66,7	-41,6	150
A5	B3	122,5	152,4	182,2	212	200
A5	A6	81,8	93,6	105,3	117,1	200
A6	B4	-47,4	-15,9	15,5	47	200

Tabla 3.13: Método ATC. Aumento discreto del programa de intercambio A→B de 100MW

En la tabla 3.13 se puede comprobar cómo es la línea A5-B3 la que viola su restricción cuando la capacidad de intercambio entre A y B pasa de 200 MW a 300 MW. A continuación se determina la capacidad de intercambio con más precisión: para ello, se hacen variaciones de 20 MW en el intervalo calculado anteriormente.

A → B		200MW	220MW	240 MW	260 MW	
INICIO	FIN	estado (MW)	estado (MW)	estado (MW)	estado (MW)	limite (MW)
A1	A4	350,4	355,5	360,7	365,9	400
A3	A6	210,2	214,2	218,1	222	250
A4	A5	-151,9	-154,5	-157	-159,6	300
A4	B2	69	71,7	74,4	77,2	150
A4	B1	-66,7	-61,7	-56,7	-51,7	150
A5	B3	182,2	188,1	194,1	200,1	200
A5	A6	105,3	107,7	110	112,4	200
A6	B4	15,5	21,8	28,1	34,4	200

Tabla 3.14: Método ATC. Aumento discreto del programa de intercambio A→B de 20MW

En la tabla 3.14 se puede ver con más precisión la capacidad de intercambio, que es de 255 MW.

A continuación se sigue el mismo proceso para la capacidad del intercambio B→A. Se empieza con aumentos del programa de intercambio de 50 MW (tabla 3.15):

B → A		0 MW	50 MW	100 MW	150 MW	
INICIO	FIN	estado (MW)	estado (MW)	estado (MW)	estado (MW)	limite (MW)
A4	B2	41,7	34,9	28,1	21,3	150
A4	B1	-116,9	-129,4	-142	-154,5	150
A5	B3	122,5	107,6	92,7	77,8	200
A6	B4	-47,4	-63,1	-78,8	-94,5	200
B1	B2	258,3	265,1	271,9	278,7	300
B3	B4	-130,3	-134,2	-138,2	-142,2	350
B5	B6	221,1	226	230,8	235,6	400
B5	B3	137,1	142,9	148,7	154,5	250

Tabla 3.15: Método ATC. Aumento discreto del programa B→A de 50 MW

Afinando un poco más el cálculo, ahora se aumenta el programa en intervalos de 10 MW entre 100 MW y 150 MW (tabla 3.16):

B → A		100 MW	110 MW	120 MW	130 MW	140 MW	
INICIO	FIN	estado (MW)	estado (MW)	estado (MW)	estado (MW)	estado (MW)	limite (MW)
A4	B2	28,1	26,7	25,4	24	22,6	150
A4	B1	-142	-144,5	-147	-149,5	-152	150
A5	B3	92,7	89,7	86,7	83,7	80,7	200
A6	B4	-78,8	-82	-85,1	-88,3	-91,4	200
B1	B2	271,9	273,3	274,6	276	277,4	300
B3	B4	-138,2	-139	-139,8	-140,6	-141,4	350
B5	B6	230,8	231,8	232,7	233,7	234,7	400
B5	B3	148,7	149,8	151	152,2	153,3	250

Tabla 3.16: Método ATC. Aumento discreto del programade intercambio B→A de 10MW

En este caso se considera que la capacidad de intercambio es 133 MW.

A posteriori, los TSO celebran subastas en las que se asigna esta capacidad entre aquellos agentes que están cualificados para participar en ella. Estas subastas tienen lugar en varios horizontes temporales antes del momento para el que se ha estimado la situación del sistema; sin embargo, en este caso se ha supuesto que solo hay una subasta de capacidad en el mercado diario para una hora D, tal y como se mostró en la introducción de este capítulo.

Los participantes, de acuerdo a las estimaciones que ellos tienen de la diferencia de precios que habrá entre los dos sistemas, emiten sus pujas sabiendo de antemano cuál es la capacidad que se subasta. Los datos de liquidación de la subasta aparecen en las tablas 3.17 y 3.18:

precio (cUM/MW)	Requerida (MW)	Adjudicada (MW)	Valor neto (UM)
20	10	10	2
16	10	10	1,6
12	10	10	1,2
8	10	10	0,8
4	0	0	0
2	0	0	0
1	0	0	0
total		40	5,6

Tabla 3.17: Liquidación de la subasta explícita de capacidad A→B

precio (cUM/MW)	Requerida (MW)	Adjudicada (MW)	Valor neto (UM)
250	40	40	100
230	300	93	213,9
200	250	0	0
150	220	0	0
130	200	0	0
110	180	0	0
80	150	0	0
total		133	313,90

Tabla 3.18: Liquidación de la subasta explícita de capacidad B→A

El valor neto de mercado total que resulta de las subastas para esa hora es de 319,5 UM. El precio marginal asociado a las subastas es directamente el precio sombra asociado a la restricción que salta en el problema; en este caso, el precio sombra es para el sentido A→B de 0 UM/MW y para el sentido B→A es de 2,3 UM/MW. Así, la recaudación del organizador es de:

$$\text{Recaudación} = 40 \times 0 + 133 \times 2,3 = 305,9 \text{UM}$$

3.3.2 Método FB

Para la aplicación de este método con subastas explícitas es necesario en primer lugar el cálculo de los coeficientes PTDF de intercambios. Cuando se aplica este método, existe una entidad organizadora²⁴ de la subasta que es la encargada de publicar los coeficientes PTDF antes de que ésta tenga lugar. Normalmente, cada TSO calcula los PTDF esperados para la topología de la red y se los trasmite a la entidad organizadora, que luego los coteja entre sí para eliminar posibles contradicciones y los publica antes de la subasta. En este ejemplo esto no es así, pues existe una entidad operadora de toda la red que calcula los coeficientes PTDF de toda la red en conjunto.

Como se explicó anteriormente, con el software PowerWorld se pueden obtener los coeficientes PTDF necesarios para la aplicación del método FB. Estos intercambios para las líneas críticas son (tabla3.19):

A->B			PTDF (%)	B->A			PTDF (%)
A1	A4		25,99	A4	B2		-13,70
A3	A6		19,69	A4	B1		-25,04
A4	A5		-12,75	A5	B3		-29,86
A4	B2		13,70	A6	B4		-31,40
A4	B1		25,04	B1	B2		13,70
A5	B3		29,86	B3	B4		-7,95
A5	A6		11,71	B5	B6		9,68
A6	B4		31,40	B5	B3		11,58

Tabla 3.19: Coeficientes PTDF de intercambios

²⁴ En el caso de Europa Oriental, el coordinador de la subasta se llama CAO (Central Allocation Office)

Una vez conocidos estos coeficientes, los participantes de la subasta emiten sus pujas.

Al recibir la entidad coordinadora las pujas por parte de los participantes tiene lugar la subasta de manera que se respeten las restricciones del sistema. Tal y como aparece en 2.2.8.1, el objetivo es maximizar el valor neto de mercado, respetando las restricciones impuestas por el sistema:

$$\begin{aligned}
 E_{A \rightarrow B} \times \max \{0, PTDF_{A1-A4}^{A \rightarrow B}\} + E_{B \rightarrow A} \times \max \{0, PTDF_{A1-A4}^{B \rightarrow A}\} &\leq \Phi_m^+ = F_{\max}^{A1-A4} - F_{\text{ref}}^{A1-A4} \\
 E_{A \rightarrow B} \times \max \{0, -PTDF_{A1-A4}^{A \rightarrow B}\} + E_{B \rightarrow A} \times \max \{0, -PTDF_{A1-A4}^{B \rightarrow A}\} &\leq \Phi_m^- = F_{\max}^{A1-A4} + F_{\text{ref}}^{A1-A4} \\
 E_{A \rightarrow B} \times \max \{0, PTDF_{A3-A6}^{A \rightarrow B}\} + E_{B \rightarrow A} \times \max \{0, PTDF_{A3-A6}^{B \rightarrow A}\} &\leq \Phi_m^+ = F_{\max}^{A3-A6} - F_{\text{ref}}^{A3-A6} \\
 E_{A \rightarrow B} \times \max \{0, -PTDF_{A3-A6}^{A \rightarrow B}\} + E_{B \rightarrow A} \times \max \{0, -PTDF_{A3-A6}^{B \rightarrow A}\} &\leq \Phi_m^- = F_{\max}^{A3-A6} + F_{\text{ref}}^{A3-A6} \\
 &\vdots \\
 E_{A \rightarrow B} \times \max \{0, PTDF_{B5-B3}^{A \rightarrow B}\} + E_{B \rightarrow A} \times \max \{0, PTDF_{B5-B3}^{B \rightarrow A}\} &\leq \Phi_m^+ = F_{\max}^{B5-B3} - F_{\text{ref}}^{B5-B3} \\
 E_{A \rightarrow B} \times \max \{0, -PTDF_{B5-B3}^{A \rightarrow B}\} + E_{B \rightarrow A} \times \max \{0, -PTDF_{B5-B3}^{B \rightarrow A}\} &\leq \Phi_m^- = F_{\max}^{B5-B3} + F_{\text{ref}}^{B5-B3}
 \end{aligned}$$

Los valores numéricos para las restricciones serán:

$$\begin{aligned}
 E_{A \rightarrow B} \times 0,2599 + E_{B \rightarrow A} \times 0 &\leq 101,5MW = 400 - 298,5MW \\
 E_{A \rightarrow B} \times 0 + E_{B \rightarrow A} \times 0,2599 &\leq 698,5MW = 400 + 298,5MW \\
 E_{A \rightarrow B} \times 0,1969 + E_{B \rightarrow A} \times 0 &\leq 79,4MW = 250 - 179,6MW \\
 E_{A \rightarrow B} \times 0 + E_{B \rightarrow A} \times 0,1969 &\leq 420,6MW = 250 + 179,6MW \\
 &\vdots \\
 E_{A \rightarrow B} \times 0 + E_{B \rightarrow A} \times 0,11579 &\leq 113MW = 250 - 137MW \\
 E_{A \rightarrow B} \times 0,11579 + E_{B \rightarrow A} \times 0 &\leq 387MW = 250 + 137MW
 \end{aligned}$$

Al final, el programa de optimización propone la siguiente adjudicación en la subasta (tablas 3.20 y 3.21):

precio (cUM/MW)	Requerida (MW)	Adjudicada (MW)	Valor neto (UM)
20	10	10	2
16	10	10	1,6
12	10	10	1,6
8	10	10	0,8
4	0	0	0
2	0	0	0
1	0	0	0
total		40	5,6

Tabla 3.20: Liquidación de la subasta explícita de capacidad de intercambio A→B

precio (cUM/MW)	Requerida (MW)	Adjudicada (MW)	Valor neto (UM)
250	40	40	100
230	300	93	213,83
200	250	0	0
150	220	0	0
130	200	0	0
110	180	0	0
80	150	0	0
total		133	313,83

Tabla 3.21: Liquidación de la subasta explícita de capacidad de intercambio B→A

El valor neto de mercado total para la capacidad de intercambio en esa hora es de 319,43 UM.

El precio de subasta comunicado a los participantes es el precio marginal. Para calcularlo, primero se tienen que calcular el precio sombra de las restricciones que se violan. En este caso, la única restricción es la de la línea A4-B1. Su precio sombra lo proporciona el complemento *solver* de Excel al solucionar el problema de optimización, y es de 9,18 UM/MW en la dirección B1-A4. Así, el precio marginal de la subasta sería de 0 UM/MW para el intercambio A→B y para el intercambio B→A se calcula de la siguiente manera:

$$P_M^{B \rightarrow A} = \max(0, PTDF_{A4-B1}^{B \rightarrow A}) \times SP_i^+ + \max(0, -PTDF_{A4-B1}^{B \rightarrow A}) \times SP_i^- =$$

$$= 0 \times 0 + 0,2504 \times 9,18 = 2,3 \text{ UM/MW}$$

Por tanto, la recaudación del organizador de la subasta sería de:

$$\text{Recaudación} = 40 \times 0 + 133 \times 2,3 = 305,9 \text{ UM}$$

3.3.3 Recopilación de resultados para ejemplo de dos zonas

En la tabla 3.22 se muestra una recopilación de los valores obtenidos para ambos métodos:

		ATC	FB (subastas explícitas)
A→B	capacidad requerida (MW)	40	40
	capacidad asignada (MW)	40	40
B→A	capacidad requerida (MW)	1340	1340
	capacidad asignada (MW)	133	133
Valor neto de mercado (UM)		319	319
recaudación (UM)		305,9	305,9

Tabla 3.22: Recopilación de resultados en sistema con dos áreas

3.4 Sistema con tres zonas

El sistema a analizar es el descrito en la figura 3.2, cuyas características se han presentado anteriormente.

3.4.1 Método ATC

En este caso, es necesario para el operador del sistema dividir la capacidad de intercambio entre las diferentes fronteras entre zonas. Para ello, los TSO se basan en las diferencias esperadas de precio con los sistemas vecinos. En el sistema del ejemplo, dados los precios marginales que han surgido del despacho económico hecho con el software PowerWorld, existen tres posibilidades distintas²⁵:

- **Zona A:** Al ser su precio marginal menor que el de las otras dos zonas, se espera que exporte energía en las dos fronteras. Una forma razonable de asignar la capacidad de exportación es asignando a cada frontera un valor proporcional a las diferencias de precios esperadas:

$$\begin{aligned}\Delta PM_{AB} &= PM_B - PM_A = 26,45 - 19,45 = 7 \text{ UM/MWh} \\ \Delta PM_{AC} &= PM_C - PM_A = 22,12 - 19,45 = 2,67 \text{ UM/MWh} \\ \frac{ATC_{AB}}{ATC_{AC}} &= \frac{\Delta PM_{AB}}{\Delta PM_{AC}} = \frac{7}{2,67} = 2,62\end{aligned}$$

De este modo, por cada 100MW disponibles para el intercambio A→C habrá 262MW en el intercambio A→B.

La capacidad de importación se considerará residual y no basada en la diferencia de precios; por tanto, se asigna un 50% para cada una de las fronteras.

- **Zona B:** El precio marginal en la zona B es mayor que en las otras dos zonas; por tanto, lo más probable es que importe energía por las dos fronteras. A la hora de asignar capacidad de importación a cada frontera, operamos como en el caso anterior:

$$\begin{aligned}\Delta PM_{AB} &= PM_B - PM_A = 26,45 - 19,45 = 7 \text{ UM/MWh} \\ \Delta PM_{CB} &= PM_B - PM_C = 26,45 - 22,12 = 4,33 \text{ UM/MWh} \\ \frac{ATC_{AB}}{ATC_{CB}} &= \frac{\Delta PM_{AB}}{\Delta PM_{CB}} = \frac{7}{4,33} = 1,62\end{aligned}$$

²⁵ Las decisiones que se presentan a continuación en cuanto al reparto de capacidad en las diferentes fronteras no responden a ningún procedimiento en particular; cada TSO hace esta operación en base a su experiencia en la operación del sistema. Lo que aquí se pretende es simular esta toma de decisiones que sí tiene lugar en la realidad.

Así, por cada MW que importa B desde C, se importan 1,62MW por la frontera con la zona A.

Como antes, la capacidad de exportación no se presupone relacionada con la diferencia de precios; así, se asigna un 50% de esta capacidad para cada frontera.

- **Zona C:** Al ser el precio marginal de esta zona menor que el de B lo probable es que exporte energía a esa zona, mientras que importará energía de A al ser el precio marginal de esta zona menor. En este caso, se considera razonable para este ejemplo que el 80% de la capacidad de intercambio importadora se asigne a la frontera por la que es previsible que se importe energía, y el 80% de la capacidad exportadora a la frontera por la que se exporta.

De este modo, por cada MW que se exporta hacia A se exportarán 4 MW hacia B; por cada MW que se importa desde B se importarán 4 MW desde A.

En primer lugar se calcula la capacidad exportadora de A. Aumentamos la capacidad $A \rightarrow C$ en intervalos de 50 MW y la capacidad $A \rightarrow B$ en intervalos de 131 MW hasta que se viole algún límite (tabla 3.23):

		A→B	131 MW	262 MW	393 MW	524 MW	655 MW	
		A→C	50 MW	100 MW	150 MW	200 MW	250 MW	
inicio	fin	estado (MW)	estado (MW)	estado (MW)	estado (MW)	estado (MW)	limite (MW)	
A1	A2	267	326,7	386,4	446,2	505,9	450	
A1	A3	191,6	240,5	289,4	338,2	387,1	350	
A2	A3	-164,2	-192,8	-221,4	-250	-278,6	300	
A2	B1	-29,8	49,2	128,2	207,1	286,1	220	
A2	A4	60,9	70,3	79,7	89	98,4	250	
A3	C1	261,7	289,1	316,4	343,8	371,2	350	
A3	A4	160,1	186,4	212,8	239,2	265,6	300	
A3	C2	28,1	67	105,9	144,8	183,7	150	
A4	C2	-117,2	-110,6	-104	-97,4	-90,8	180	
A4	B3	38,2	67,3	96,5	125,6	154,8	200	
B1	B3	169	152,7	136,3	120	103,6	360	
B1	B2	363,9	371,8	379,8	387,8	395,8	400	
B2	B4	-236,1	-228,2	-220,2	-212,2	-204,2	300	
B3	B4	-370,2	-334,5	-298,8	-263,2	-227,5	450	
B3	C3	69,4	61,7	54,1	46,4	38,8	250	
B3	C2	-192	-207,2	-222,4	-237,7	-252,9	400	
C1	C4	-238,3	-210,9	-183,6	-156,2	-128,8	500	
C2	C4	-56,3	-55,9	-55,5	-55,1	-54,7	500	
C2	C3	300,2	305,1	310	314,9	319,8	380	
C3	C4	-230,4	-233,2	-235,9	-238,7	-241,4	450	

Tabla 3.23: Incrementos discretos del programa de intercambio $A \rightarrow B$ y $A \rightarrow C$

Como se puede comprobar en la tabla 3.23, se violan los límites de cuatro líneas al aumentar el programa hasta 250 MW de exportación a C y 655 MW hacia B. Al ser un problema lineal, se puede hacer interpolación lineal en el último intervalo para saber con mayor precisión la capacidad de intercambio calculada por A. Así, se tiene que la capacidad de exportación hacia B es de 532 MW y hacia C de 203 MW.

Ahora se calcula la capacidad importadora de A. Se hacen aumentos de 50 MW en cada dirección de importación. Los resultados se muestran en la tabla 3.24:

inicio	fin	B→A 50 MW	100 MW	150 MW	200 MW	límite (MW)
		C→A 50 MW	100 MW	150 MW	200 MW	
estado (MW)	estado (MW)	estado (MW)	estado (MW)	estado (MW)	estado (MW)	límite (MW)
A1	A2	176	144,8	113,6	82,4	
A1	A3	114	85,2	56,4	27,6	350
A2	A3	-125	-114,5	-103,9	-93,4	300
A2	B1	-143,8	-178,9	-213,9	-249	220
A2	A4	44,9	38,2	31,4	24,7	250
A3	C1	214,4	194,5	174,6	154,7	350
A3	A4	120,1	106,5	92,9	79,3	300
A3	C2	-35,6	-60,3	-85	-109,8	150
A4	C2	-130,7	-137,7	-144,7	-151,6	180
A4	B3	-4,3	-17,6	-31	-44,3	200
B1	B3	187,8	190,2	192,5	194,9	360
B1	B2	351,8	347,6	343,5	339,4	400
B2	B4	-248,2	-252,4	-256,5	-260,6	300
B3	B4	-418,4	-431	-443,5	-456,1	450
B3	C3	77,1	77,1	77,1	77,1	250
B3	C2	-175,2	-173,6	-172	-170,4	400
C1	C4	-285,6	-305,5	-325,4	-345,3	500
C2	C4	-60,2	-63,6	-67,1	-70,6	500
C2	C3	293,7	292	290,4	288,8	380
C3	C4	-229,3	-230,9	-232,5	-234,1	450

Tabla 3.24: Incrementos discretos del programa de intercambio B→A y C→A

Hay dos líneas que violan sus límites al llegar a 200 MW de importación por cada frontera. Igual que antes, hacemos interpolación lineal. El resultado es 157 MW para cada interconexión.

Ahora se puede hacer el cálculo para las capacidades en la zona B. Para la exportación, se hacen aumentos de 20 MW en el programa de intercambio de cada interconexión (tabla 3.25):

		B→A	20 MW	40 MW	60 MW	80 MW	límite (MW)
		B→C	20 MW	40 MW	60 MW	80 MW	
inicio	fin	estado (MW)	estado (MW)	estado (MW)	estado (MW)	estado (MW)	
A1	A2	198,6	190	181,3	172,7	450	
A1	A3	139,4	136	132,7	129,3	350	
A2	A3	-126,4	-117,3	-108,1	-99	300	
A2	B1	-127,3	-145,8	-164,3	-182,8	220	
A2	A4	52,3	53	53,8	54,5	250	
A3	C1	236,8	239,2	241,7	244,1	350	
A3	A4	129,6	125,6	121,5	117,4	300	
A3	C2	-11,4	-12	-12,6	-13,3	150	
A4	C2	-120,7	-117,7	-114,7	-111,6	180	
A4	B3	2,7	-3,7	-10,1	-16,4	200	
B1	B3	194,8	204,1	213,5	222,9	360	
B1	B2	354,6	353,4	352,2	350,9	400	
B2	B4	-245,4	-246,6	-247,8	-249,1	300	
B3	B4	-418	-430,1	-442,2	-454,3	450	
B3	C3	82,7	88,4	94	99,7	250	
B3	C2	-167,3	-157,9	-148,4	-138,9	400	
C1	C4	-263,2	-260,8	-258,3	-255,9	500	
C2	C4	-53	-49,4	-45,7	-42	500	
C2	C3	293,5	291,8	290	288,2	380	
C3	C4	-223,8	-219,9	-216	-212,1	450	

Tabla 3.25: Incrementos discretos del programa de intercambio B→A y B→C

Se comprueba cómo la línea B3-B4 es la que restringe la capacidad de interconexión. Con más detalle, la capacidad de intercambio en sentido exportador es de 73 MW en cada interconexión.

A continuación se muestran en la tabla 3.26 los valores de importación en el área B. Utilizando la relación entre estas capacidades calculada en el inicio de este capítulo, hacemos incrementos de 100 MW en el intercambio $C \rightarrow B$ y de 162 MW en el intercambio $A \rightarrow B$:

	A→B	162 MW	324 MW	486 MW	
	C→B	100 MW	200 MW	300 MW	
inicio	fin	estado (MW)	estado (MW)	estado (MW)	límite (MW)
A1	A2	272,3	337,3	402,3	450
A1	A3	174,9	207,1	239,3	350
A2	A3	-195,1	-254,7	-314,2	300
A2	B1	17,4	143,6	269,8	220
A2	A4	50	48,3	46,7	250
A3	C1	227,8	221,3	214,8	350
A3	A4	163,7	193,8	223,9	300
A3	C2	3,1	17	30,9	150
A4	C2	-139,3	-154,8	-170,3	180
A4	B3	53	96,9	140,9	200
B1	B3	127,8	70,1	12,5	360
B1	B2	365	374,1	383,3	400
B2	B4	-235	-225,9	-216,7	300
B3	B4	-327,7	-249,5	-171,3	450
B3	C3	43	8,8	-25,3	250
B3	C2	-234,5	-292,3	-350	400
C1	C4	-272,2	-278,7	-285,2	500
C2	C4	-77,4	-98,1	-118,7	500
C2	C3	306,6	317,9	329,3	380
C3	C4	-250,4	-273,2	-296	450

Tabla 3.26: Incrementos discretos del programa de intercambio $A \rightarrow B$ y $C \rightarrow B$

Más detalladamente, se tiene que la capacidad de importación de B es 421 MW para el intercambio $A \rightarrow B$ y 260 MW para el intercambio $C \rightarrow B$.

Para terminar, se procede a calcular la capacidad de intercambio de las interconexiones del área C. Primero se hacen incrementos de 25 MW en la interconexión C→A y 100 MW en la interconexión C→B para ver la capacidad de exportación (tabla 3.27):

		C→A	25 MW	50 MW	75 MW	80 MW	límite (MW)
		C→B	100 MW	200 MW	300 MW	320 MW	
inicio	fin	estado (MW)	estado (MW)	estado (MW)	estado (MW)	estado (MW)	
A1	A2	208,4	209,6	210,8	212,8		450
A1	A3	126,6	110,4	94,2	92,2		350
A2	A3	-159,3	-183,1	-206,8	-212,7		300
A2	B1	-74,4	-40	-5,6	4		220
A2	A4	42,1	32,7	23,2	21,5		250
A3	C1	205,2	176,2	147,1	141,7		350
A3	A4	135,3	136,9	138,5	139,6		300
A3	C2	-33,3	-55,7	-78,2	-81,8		150
A4	C2	-142,2	-160,5	-178,9	-182,6		180
A4	B3	19,6	30,1	40,7	43,8		200
B1	B3	152,6	119,8	86,9	79,5		360
B1	B2	356,4	356,9	357,4	357,8		400
B2	B4	-243,6	-243,1	-242,6	-242,2		300
B3	B4	-373,1	-340,2	-307,4	-299,4		450
B3	C3	55,9	34,7	13,5	8,8		250
B3	C2	-210,7	-244,6	-278,5	-286,1		400
C1	C4	-294,8	-323,8	-352,9	-358,3		500
C2	C4	-73,9	-91,1	-108,3	-112		500
C2	C3	300,3	305,3	310,3	311,5		380
C3	C4	-243,8	-260	-276,2	-279,7		450

Tabla 3.27: Incrementos discretos del programa de intercambios C→A y C→B

En este caso, el último escalón del incremento no se ha podido hacer del tamaño que estaba previsto. El área C tiene un límite de generación de 1500 MW; al tener una carga de 1100 MW, solo le quedan 400 MW para exportación, que se dividen en 320 MW para el área B y 80 MW para el área A. En esta situación, hay una línea que sobrepasa los límites. Haciendo interpolación igual que en los casos anteriores, se tiene que la capacidad de intercambio es 306 MW para C→B y 76 MW para C→A.

Por último, se presentan en la tabla 3.28 los incrementos para la capacidad de importación de C:

	A→C		100 MW	200 MW	300 MW	400 MW	
	B→C		25 MW	50 MW	75 MW	100 MW	
inicio	fin	estado (MW)	estado (MW)	estado (MW)	estado (MW)	limite (MW)	
A1	A2	232,5	257,7	282,9	308,2	450	
A1	A3	177,5	212,3	247,1	281,8	350	
A2	A3	-128,5	-121,5	-114,5	-107,4	300	
A2	B1	-102,5	-96,2	-89,9	-83,6	220	
A2	A4	63,5	75,4	87,3	99,2	250	
A3	C1	270,3	306,3	342,3	378,3	350	
A3	A4	143,9	154,2	164,4	174,6	300	
A3	C2	24,8	60,3	95,9	131,5	150	
A4	C2	-105,7	-87,7	-69,6	-51,6	180	
A4	B3	13,1	17,2	21,3	25,4	200	
B1	B3	205,3	225,1	245	264,9	360	
B1	B2	358,9	362	365,1	368,2	400	
B2	B4	-241,1	-238	-234,9	-231,8	300	
B3	B4	-417,3	-428,7	-440,1	-451,5	450	
B3	C3	91,2	105,3	119,4	133,5	250	
B3	C2	-155,5	-134,2	-113	-91,7	400	
C1	C4	-229,7	-193,7	-157,7	-121,7	500	
C2	C4	-42,3	-28	-13,6	0,8	500	
C2	C3	293,3	291,4	289,4	287,4	380	
C3	C4	-215,5	-203,4	-191,2	-179,1	450	

Tabla 3.28: Incrementos discretos del programa de intercambio A→C y B→C

Interpolando igual que se ha hecho antes, se tiene que la capacidad de intercambio es 320 MW para A→C y de 80 MW para B→C.

La tabla 3.29 muestra un resumen de todo lo calculado anteriormente. En la cuarta fila se muestra el valor final de la capacidad TTC, que será el mínimo de los dos valores calculados a cada lado de la frontera. En las subastas se subastarán los derechos a nominar intercambios, y no los intercambios propiamente dichos. Por tanto, existe la posibilidad de que estos intercambios no se lleguen a producir. El margen *TRM* explicado en el apartado 2.1.3.2 pretende, entre otros, tener en cuenta esta variabilidad. En este caso se asume que el riesgo consiste en que los flujos que reducen el valor neto del programa de intercambio no van a tener lugar; en otras palabras, que los poseedores de los derechos que alivian la congestión no van a hacer uso de su derecho²⁶:

²⁶ De algún modo esto es lo que se hace en el método FB al convertir los PTDF negativos en nulos. Véase apartado 2.2.8.1.

	A→B (MW)	B→A (MW)	A→C (MW)	C→A (MW)	B→C (MW)	C→B (MW)
Cálculos A	532	157	203	157	#####	#####
Cálculos B	421	73	#####	#####	73	260
Cálculos C	#####	#####	320	76	80	306
TTC	421	73	203	76	73	260
TRM	73	-	76	-	-	73
ATC	421-73=348	73	203-76=127	76	73	260-73=187

Tabla 3.29: Resumen de las capacidades de intercambio ATC

A continuación tiene lugar la subasta, de acuerdo a las pujas presentadas en el apartado 3.2. En la tabla 3.30 aparecen los datos de liquidación de las subastas:

A→B				B→A			
precio cUM/MW	requerida	adjudicada	Valor neto (UM)	precio cUM/MW	requerida	adjudicada	Valor neto (UM)
720	40	40	288	20	0	0	0
690	80	80	552	16	0	0	0
650	150	150	975	14	0	0	0
600	200	78	468	12	5	5	0,6
500	300	0	0	8	10	10	0,8
300	400	0	0	4	15	15	0,6
100	100	0	0	2	20	20	0,4
total		348	2283	total		50	2,4
A→C				C→A			
precio cUM/MW	requerida	adjudicada	Valor neto (UM)	precio cUM/MW	requerida	adjudicada	Valor neto (UM)
300	40	40	120	20	0	0	0
260	80	80	208	16	0	0	0
240	150	7	16,8	14	0	0	0
200	200	0	0	12	5	5	0,6
150	300	0	0	8	10	10	0,8
100	400	0	0	4	15	15	0,6
80	100	0	0	2	20	20	0,4
total		127	344,8	total		50	2,4
B→C				C→B			
precio cUM/MW	requerida	adjudicada	Valor neto (UM)	precio cUM/MW	requerida	adjudicada	Valor neto (UM)
20	0	0	0	450	40	40	180
16	0	0	0	420	80	80	336
14	0	0	0	400	150	67	268
12	5	5	0,6	350	200	0	0
8	10	10	0,8	250	300	0	0
4	15	15	0,6	180	400	0	0
2	20	20	0,4	100	100	0	0
total		50	2,4	total		187	784

Tabla 3.30: Liquidación de las subastas explícitas de capacidad ATC

Con estos datos, se tiene que el valor neto de mercado es de:

$$Valorneto = 2283 + 2,4 + 344,8 + 2,4 + 2,4 + 784 = 3419UM$$

Los precios marginales asociados son 6 UM en el intercambio $A \rightarrow B$; 2,4 UM en el $A \rightarrow C$ y 4 UM en el $C \rightarrow B$. De este modo, la recaudación por parte de los organizadores de las subastas asciende a:

$$Recaudación = 348 \times 6 + 127 \times 2,4 + 187 \times 4 = 3141UM$$

3.4.2 Método FB

Se procede de la misma manera que en el sistema de dos zonas. En primer lugar, es necesario saber los coeficientes PTDF de intercambios, que se obtienen tal y como se explica en el apartado 3.1.1. Sus valores se muestran en la tabla 3.31:

PTDF (pu)	$A \rightarrow B$	$A \rightarrow C$	$B \rightarrow C$	$B \rightarrow A$	$B \rightarrow C$	$C \rightarrow A$
A1-A2	0,3521	0,2722	-0,0800	-0,3521	0,0800	-0,2722
A1-A3	0,2479	0,3278	0,0800	-0,2479	-0,0800	-0,3278
A2-A3	-0,2232	0,0118	0,2349	0,2232	-0,2349	-0,0118
A2-B1	0,5429	0,1588	-0,3842	-0,5429	0,3842	-0,1588
A2-A4	0,0324	0,1017	0,0693	-0,0324	-0,0693	-0,1017
A3-C1	0,0919	0,3063	0,2144	-0,0919	-0,2144	-0,3063
A3-A4	0,1580	0,1135	-0,0444	-0,1580	0,0444	-0,1135
A3-C2	0,1748	0,3196	0,1448	-0,1748	-0,1448	-0,3196
A4-C2	-0,0045	0,1435	0,1479	0,0045	-0,1479	-0,1435
A4-B3	0,1948	0,0718	-0,1230	-0,1948	0,1230	-0,0718
B1-B3	-0,1737	0,1246	0,2982	0,1737	-0,2982	-0,1246
B1-B2	0,0466	0,0342	-0,0124	-0,0466	0,0124	-0,0342
B2-B4	0,0466	0,0342	-0,0124	-0,0466	0,0124	-0,0342
B3-B4	0,2834	-0,0342	-0,3176	-0,2834	0,3176	0,0342
B3-C3	-0,0942	0,0940	0,1882	0,0942	-0,1882	-0,0940
B3-C2	-0,1681	0,1366	0,3046	0,1681	-0,3046	-0,1366
C1-C4	0,0919	0,3063	0,2144	-0,0919	-0,2144	-0,3063
C2-C4	-0,0379	0,1073	0,1452	0,0379	-0,1452	-0,1073
C2-C3	0,0403	-0,0076	-0,0479	-0,0403	0,0479	0,0076
C3-C4	-0,0539	0,0864	0,1403	0,0539	-0,1403	-0,0864

Tabla 3.31: Coeficientes PTDF de intercambios

Introduciendo estos valores en las tablas preparadas en la hoja de cálculo se resuelve el problema de optimización con *solver* teniendo en cuenta las restricciones del sistema. Los resultados se muestran en la tabla 3.32:

A→B				B→A			
precio cUM/MW	requerida	adjudicada	Valor neto (UM)	precio cUM/MW	requerida	adjudicada	Valor neto (UM)
720	40	40	288	20	0	0	0
690	80	80	552	16	0	0	0
650	150	150	975	14	0	0	0
600	200	179,7	1078	12	5	5	0,6
500	300	0	0	8	10	10	0,8
300	400	0	0	4	15	15	0,6
100	100	0	0	2	20	20	0,4
total				total			
449,7				50			
2893				2,4			
A→C				C→A			
precio cUM/MW	requerida	adjudicada	Valor neto (UM)	precio cUM/MW	requerida	adjudicada	Valor neto (UM)
300	40	40	120	20	0	0	0
260	80	80	208	16	0	0	0
240	150	123	295	14	0	0	0
200	200	0	0	12	5	5	0,6
150	300	0	0	8	10	10	0,8
100	400	0	0	4	15	15	0,6
80	100	0	0	2	20	20	0,4
total				total			
243				50			
623				2,4			
B→C				C→B			
precio cUM/MW	requerida	adjudicada	Valor neto (UM)	precio cUM/MW	requerida	adjudicada	Valor neto (UM)
20	0	0	0	450	40	40	180
16	0	0	0	420	80	80	336
14	0	0	0	400	150	0	0
12	5	0	0	350	200	0	0
8	10	0	0	250	300	0	0
4	15	0	0	180	400	0	0
2	20	0	0	100	100	0	0
total				total			
0				120			
0				516			

Tabla 3.32: Liquidación de las subastas explícitas de capacidad FB

El valor neto de mercado total es de 4037 UM.

Para calcular el precio marginal de las subastas obtenemos del informe de sensibilidades de *solver* el precio sombra asociados a las limitaciones del problema,

que son las líneas $A \rightarrow B$ y $A \rightarrow C$: estos valores son de 10,66 UM y 2,31 UM respectivamente. Por tanto, los precios marginales aparecen en la tabla 3.33:

	$A \rightarrow B$	$A \rightarrow C$	$B \rightarrow C$	$B \rightarrow A$	$B \rightarrow C$	$C \rightarrow A$
Precio marginal (UM)	6	2,4	0,49	0	4,09	0

Tabla 3.33: Precios marginales en la subasta FB

Así, la recaudación del organizador de la subasta es de 3772 UM

3.4.3 Recopilación de resultados para ejemplo de tres zonas

En la tabla 3.34 se muestra una recopilación de los valores obtenidos para ambos métodos:

		ATC	FB (subastas explícitas)
$A \rightarrow B$	capacidad requerida (MW)	1270	1270
	capacidad asignada (MW)	348	449,7
$B \rightarrow A$	capacidad requerida (MW)	50	50
	capacidad asignada (MW)	50	50
$A \rightarrow C$	capacidad requerida (MW)	1270	1270
	capacidad asignada (MW)	127	243
$C \rightarrow A$	capacidad requerida (MW)	50	50
	capacidad asignada (MW)	50	50
$B \rightarrow C$	capacidad requerida (MW)	50	50
	capacidad asignada (MW)	50	0
$C \rightarrow B$	capacidad requerida (MW)	1270	1270
	capacidad asignada (MW)	187	120
Valor neto de mercado (UM)		3419	4037
recaudación (UM)		3141	3772

Tabla 3.34: Recopilación de resultados en sistema con tres áreas

CAPÍTULO 4

Análisis de los resultados

En este capítulo se analizan las diferencias en los resultados obtenidos en el capítulo anterior y encuadrar estos resultados dentro de las recomendaciones de los expertos.

4.1 Código de red para la asignación de capacidad y gestión de las congestiones (CACM)

El objetivo marcado por los dirigentes de los Países Miembros de la Unión Europea en febrero de 2011 fue la instauración de un mercado común para la electricidad en Europa Continental para el año 2014 [10]. El Foro Europeo de Regulación de la Electricidad, o Foro de Florencia, encargó en mayo de 2011 a la Agencia Europea para la Cooperación de los Reguladores de la Energía ACER un informe sobre la consecución de este objetivo [13]. En julio de 2011 ACER publicó la guía sobre CACM, y ENTSO-E está en la actualidad elaborando un código de red siguiendo los principios de la guía. Este código marcará las pautas para el cálculo de la capacidad de intercambio a utilizar en el mercado diario e intradiario y mostrará los métodos para su asignación. La elaboración de este código está ya muy avanzada, y su finalización está programada para septiembre de 2012. El proceso llevado a cabo por ENTSO-E está siendo transparente y en colaboración con las partes interesadas: por esta razón se están haciendo consultas públicas, en las que las partes hacen comentarios sobre el borrador.

La intención de este acoplamiento general de los mercados es mejorar su competitividad aceptando las ofertas más competitivas de generación y consumo a nivel europeo siempre que las capacidades de interconexión lo permitan²⁷.

Para el mercado diario, el código propone un acoplamiento de mercados basado en precios, de manera que la capacidad de intercambio se calcula implícitamente con las subastas. Para el mercado intradiario, se propone también un cálculo implícito de la capacidad, sin embargo la energía se negocia en un mercado

²⁷ Información más detallada en [34]

continuo y no mediante subastas. En el mercado a largo plazo (mensual, trimestral, anual...) la capacidad se asigna mediante derechos financieros de transmisión (*Financial Transmission Rights* - FTR) o derechos físicos de transmisión (*Physical Transmission Rights* - PTR).

El código considera necesaria la sustitución del método actual Available Transmission Capacity (ATC) por el método Flow Based (FB) para el cálculo de la capacidad de intercambio, salvo entre aquellas zonas cuya capacidad de interconexión es independiente de las demás interconexiones, como es el caso de penínsulas eléctricas, donde el actual método ATC puede seguir funcionando.

En la actualidad cada zona en la que se remiten las pujas para las subastas se corresponde generalmente con un país o varios. En el código se propone que las fronteras de las zonas no sean las fronteras entre los países, sino que su delimitación esté basada en las congestiones más habituales. Así, se prevé que las zonas cambien su configuración a medida que se cambie la configuración de la red debido a nuevas inversiones en infraestructuras y cambios en los patrones de generación y consumo.

4.2 Estudio de los resultados

Las recomendaciones de ENTSO-E van en línea con los resultados obtenidos en este estudio. Tal y como aparece en la tabla 3.22, la diferencia entre usar uno u otro método es indiferente cuando se trata de calcular la capacidad en interconexiones que son independientes de las demás interconexiones (como es el ejemplo propuesto con la red formada por dos zonas).

Por otro lado, tal y como sugieren los expertos, sí existe una diferencia importante tanto en la capacidad de intercambio que se acaba usando como en el valor neto de mercado asociado en el caso de redes muy malladas en las que las interconexiones tienen influencia entre sí. En la tabla 3.34 se comprueba cómo la capacidad asignada en las direcciones donde hay congestión es siempre mayor utilizando el método FB. Además, el valor neto de mercado utilizando el método FB sería en el caso estudiado un 18% mayor.

De este modo, se puede concluir que la adopción del método FB en redes muy malladas aumenta de forma considerable la capacidad de intercambio internacional así como el valor neto de los mercados. De otra parte, los costes de transición al método FB en términos de coordinación de TSO y de desarrollo de software posiblemente no sean rentables en el caso de interconexiones cuya capacidad no se ve influenciada por lo que ocurra en otras interconexiones. Tal es el caso de las penínsulas eléctricas, como Reino Unido o el MIBEL. De este modo, es esperable que para el caso de la interconexión Francia-España se siga aplicando el método ATC en el futuro.

CONCLUSIONES

El próximo acoplamiento de los mercados eléctricos en Europa requiere una revisión de los métodos utilizados en la actualidad para el cálculo de la capacidad de intercambio internacional. De la actividad de este proyecto fin de carrera se pueden extraer dos conclusiones, en línea con las directrices de ENTSO-E.

En primer lugar, se espera una transición al método FB en el caso de Europa central, donde la red está fuertemente mallada. Por otro lado, las penínsulas eléctricas, como es el caso de la Península Ibérica, seguirán aplicando el método ATC para el cálculo de la capacidad de su interconexión con el resto de Europa.

Los objetivos marcados al inicio de este proyecto se han cumplido en su totalidad:

- Se han analizado los diferentes métodos existentes en la actualidad para el cálculo de la capacidad de intercambio
- Se ha desarrollado una herramienta informática para poder evaluarlos en un sistema teórico
- Se han analizado las diferencias resultantes de aplicar los métodos en sistemas de diferente topología.

En este proyecto se ha utilizado el método FB con subastas explícitas. Queda para otros proyectos simular el método FB con subastas implícitas, que será muy posiblemente un algoritmo más parecido al que se acabe implantando en Europa Central.

Otro interesante campo de trabajo es el análisis de la definición de las zonas (*bidding zones*) en el método FB, puesto que las congestiones no siempre se producen en las fronteras tal y como están hoy concebidas las zonas. Este tema en la actualidad está siendo motivo de controversia [38] [39]. También es necesario profundizar en el estudio de los flujos en paralelo: origen, efectos y mecanismos correctores fundados en transformadores desfasadores y en un acoplamiento de mercados basado en el método *Flow-Based*.

Desde el punto de vista personal, este proyecto fin de carrera me ha permitido aprender muchísimo sobre un tema tan interesante y de actualidad como es la redefinición de los mecanismos de interconexión entre sistemas eléctricos. Trabajar con borradores y continuas revisiones de los documentos emitidos por las agencias

europeas ha sido desde luego un reto importante al que me he tenido que enfrentar. Este esfuerzo se ha visto recompensado con un gran aprendizaje sobre el funcionamiento de las Instituciones Europeas y sobre los procedimientos existentes para la elaboración de códigos y normativas. Este trabajo se acaba aquí, pero seguiré de cerca el proceso que todavía hoy sigue y que tiene como objetivo la creación del Mercado Único Europeo de la Electricidad.

PRESUPUESTO

En este apartado se propone un presupuesto para el proyecto, suponiendo que es un informe encargado a un profesional. El proyecto se divide en tareas a las que se les asigna un número de horas, para lo cual se ha tenido en cuenta que la elaboración de este proyecto ha durado seis meses, en los cuales se ha trabajado a media jornada (20 horas semanales). Por tanto, el número total de horas asignadas al proyecto ha sido de:

$$h_{tot} = 20 \frac{h}{sem} \times 4 \frac{sem}{mes} \times 6 meses = 480h$$

Las tareas en las que se ha dividido el proyecto son las siguientes:

- Identificación del problema: Estudio de la situación actual de los sistemas eléctricos Europeos y de la organización de los mercados de electricidad. *Duración:* 50 horas.
- Estudio de los métodos existentes para el cálculo de la capacidad de intercambio internacional. *Duración:* 80 horas.
- Desarrollo de las herramientas informáticas para la simulación de los sistemas teóricos. *Duración:* 80 horas.
- Caracterización de los sistemas teóricos a simular. *Duración:* 20 horas.
- Aplicación de cada método de cálculo a cada uno de los sistemas. Simulaciones. *Duración:* 150 horas.
- Redacción de la memoria. *Duración:* 100 horas.

Si bien las dos primeras tareas así como la redacción de la memoria se han podido llevar a cabo de manera independiente, las tres restantes se han hecho en buena medida en paralelo: a medida que se simulaba la aplicación de los métodos se han ido depurando errores en las herramientas informáticas así como incoherencias en la caracterización de los sistemas eléctricos teóricos.

Se ha considerado que los honorarios correspondientes a un profesional con la cualificación necesaria para la elaboración de un informe de estas características son de 50€ por hora. De este modo, el presupuesto de mano de obra del proyecto asciende a:

$$P_{estudio} = 480h \times 50 \frac{€}{h} = 24000€$$

Por otro lado, es necesario considerar las amortizaciones de los equipos informáticos y así como las licencias utilizadas para los programas de software. Considerando una vida útil para los equipos hardware de 3 años y un valor de 600€, y una renovación de licencias informáticas cada 2 años y un valor de 400€, el presupuesto asociado a material es de:

$$P_{informatico} = 600€ \times \frac{0,5}{3} + 400€ \times \frac{0,5}{2} = 200€$$

Así, el presupuesto total del proyecto es:

$$P_{total} = P_{estudio} + P_{informatico} = 24000 + 200 = 24200€$$

APÉNDICE

A.1 Representación gráfica del dominio de capacidad. Seguridad de suministro²⁸

Imagínese la siguiente red representada en la figura A1.1, compuesta por tres sistemas A,B y C:

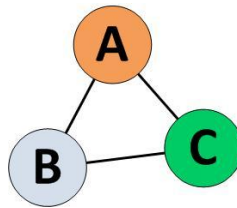


Figura A1.1: Sistemas interconectados

Esta red solo tiene una línea crítica en A1 situada en A. La carga de esta línea está influenciada por los intercambios entre las zonas A y B y las zonas A y C. De este modo, se puede escribir (si el margen físico de la línea es positivo):

$$PTDF_{A1}^{A \rightarrow B} \times \Delta E_{A \rightarrow B} + PTDF_{A1}^{A \rightarrow C} \times \Delta E_{A \rightarrow C} \leq \Phi_m$$

Esta inecuación puede ser expresada gráficamente (figura A1.2):

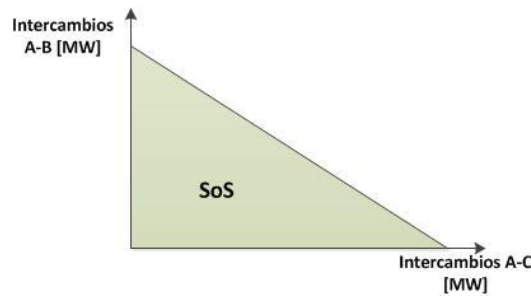


Figura A1.2: Seguridad de suministro

La zona sombreada se denomina zona de seguridad de suministro SoS (del inglés *security of supply*) y representa el lugar geométrico de los puntos del plano en los que la distribución de la capacidad de intercambio es asumible por el sistema.

²⁸ Basado en el apéndice 5.1 de [7]

Si el TSO utiliza un método ATC para el cálculo de la capacidad de intercambio, éste tiene que elegir el punto de funcionamiento dentro de SoS que favorezca más sus intereses (figura A1.3):

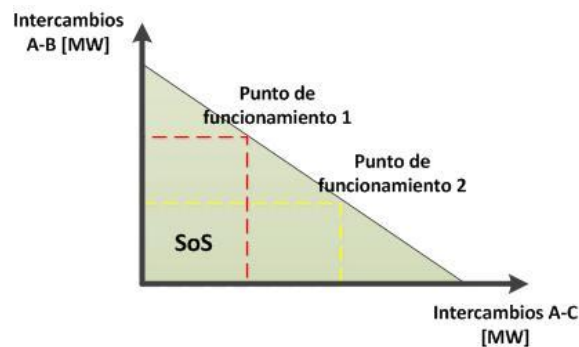


Figura A1.3: Diferentes puntos de operación, una línea crítica

Normalmente hay más de una línea crítica. Así la figura A1.3 pasa a ser:

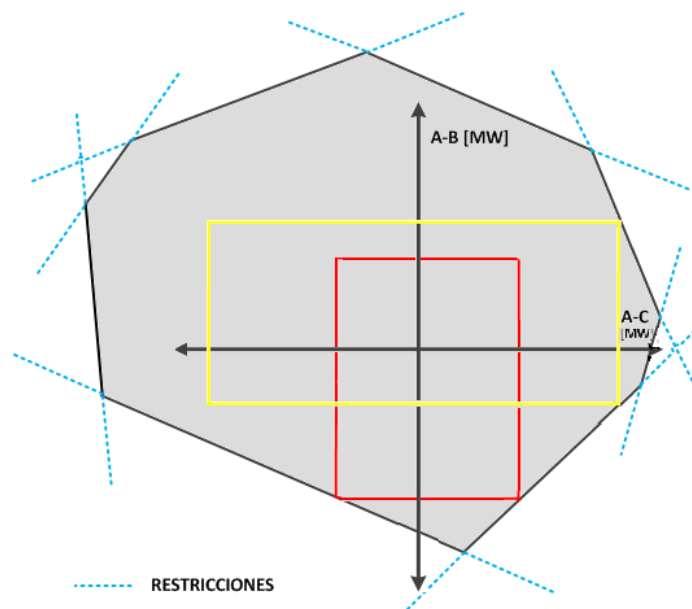


Figura A1.4: Dos puntos distintos de operación con varias líneas críticas, método ATC

Como se puede observar en la figura A1.4, usando el método ATC el dominio de capacidad queda restringido a la opción que escoja el operador del sistema (dos opciones diferentes se han marcado en la figura A1.4). Es por esto que al hablar de SoS del ATC se habla de esquinas (las esquinas del rectángulo), mientras que para referirnos al SoS del FB se habla de vértices, tal y como se comentaba al explicar el algoritmo simplex en el capítulo 3.1.2. Para elegir estas esquinas del método ATC, el TSO se basa en las predicciones que tiene del sistema. El método FB no calcula la capacidad de intercambio explícitamente, sino que considera todas las restricciones de todas las zonas a la vez, y después asigna capacidad dependiendo de los requerimientos (ya sean subastas explícitas o implícitas). Es por esto que el dominio de capacidad del método FB es el SoS entero; de este modo, se aumenta la capacidad de intercambio entre los sistemas.

A.2 Diagramas unifilares de los sistemas

A continuación se muestran los diagramas unifilares de los dos sistemas en las diferentes condiciones de simulación. Se han coloreado las zonas en función de su ángulo, siendo aquellas rojas las que tienen un ángulo de tensión mayor, y las azules un ángulo de tensión menor. Es decir, los flujos de potencia van de las zonas rojas a las zonas azules:

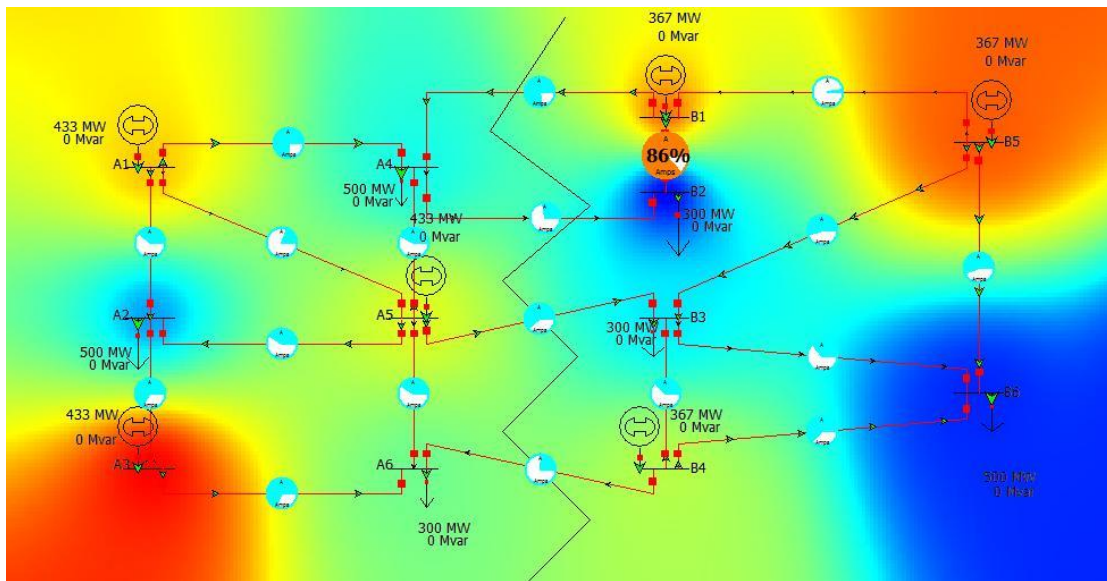


Figura A2.1: Sistema de dos zonas con programa de intercambios nulo

La figura A2.2 muestra el mismo diagrama con un programa de intercambio $B \rightarrow A$ de 133 MW, que es el más cercano a los límites físicos del sistema:

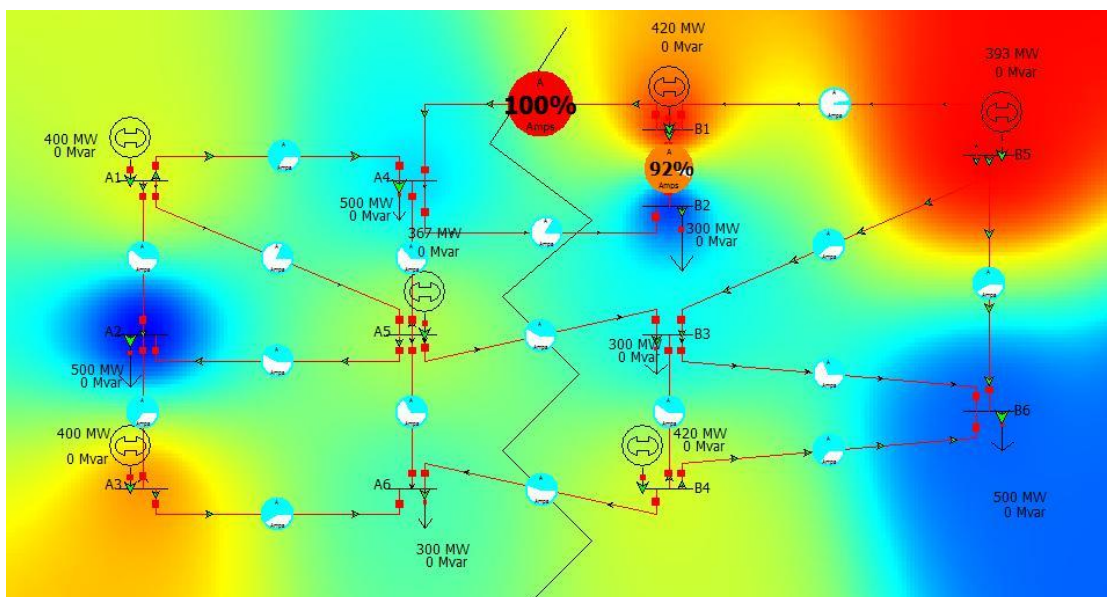


Figura A2.2: Sistema de dos zonas con intercambio $B \rightarrow A$ de 133 MW

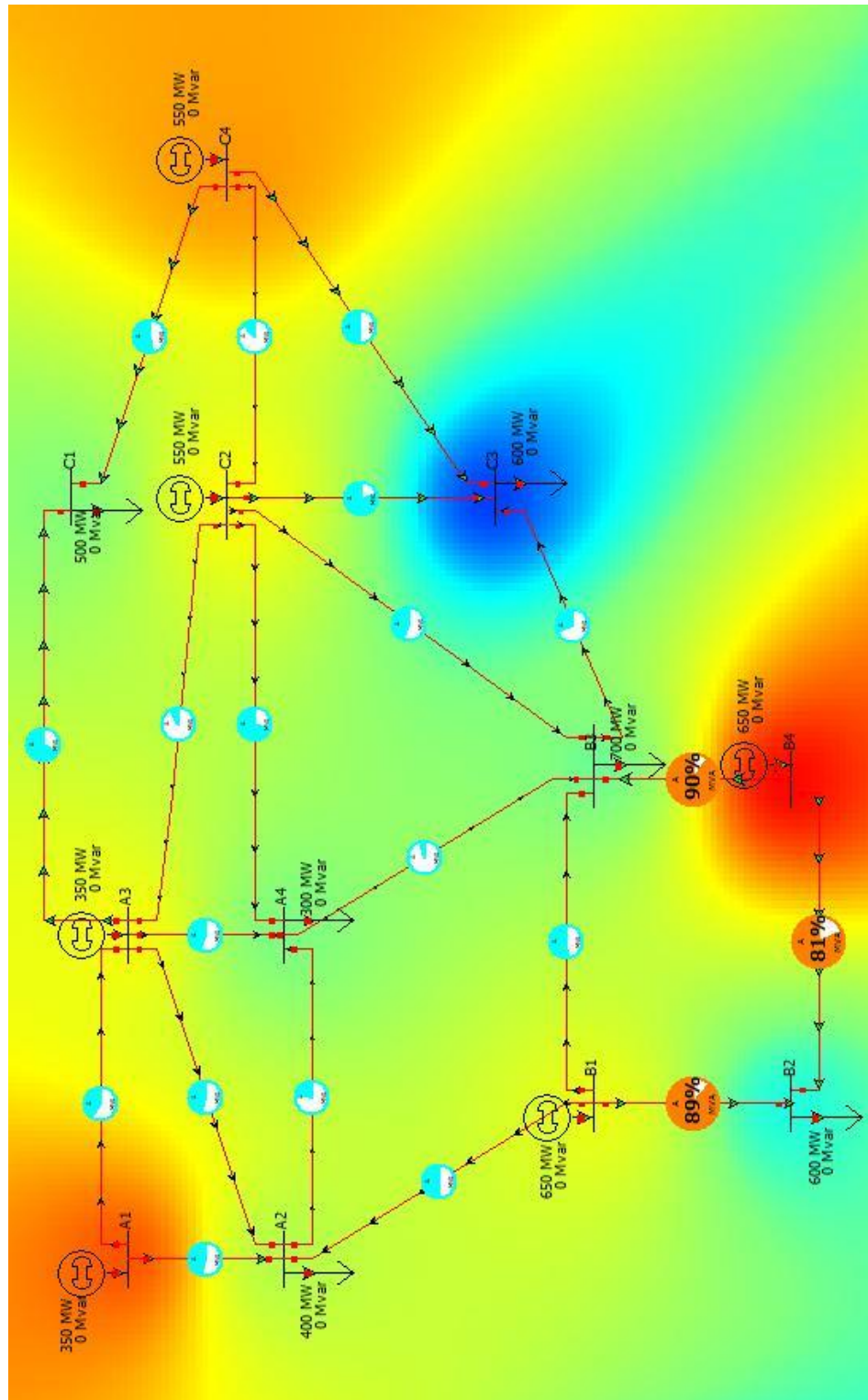


Figura A2.3: Sistema de tres zonas con programa de intercambios nulo

La figura A2.3 muestra el sistema de tres zonas con un programa de intercambios nulo.

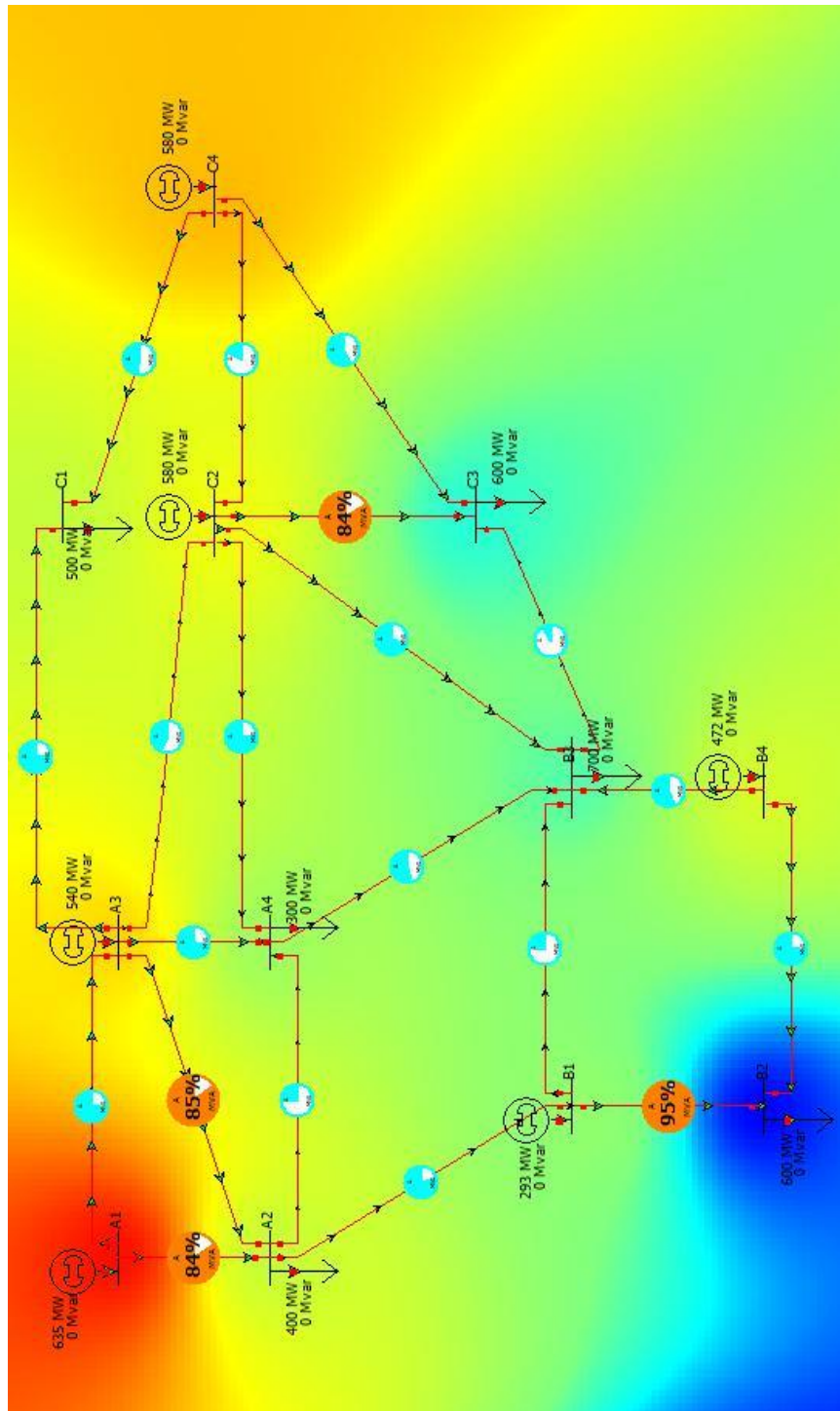


Figura A2.4: Sistema de tres zonas. Capacidad de intercambio calculada con ATC

La figura A2.4 muestra el programa de intercambio más cercano a los límites físicos del sistema con las capacidades calculadas con el método ATC: 348 MW $A \rightarrow B$, 127 MW $A \rightarrow C$ y 187 MW $C \rightarrow B$.

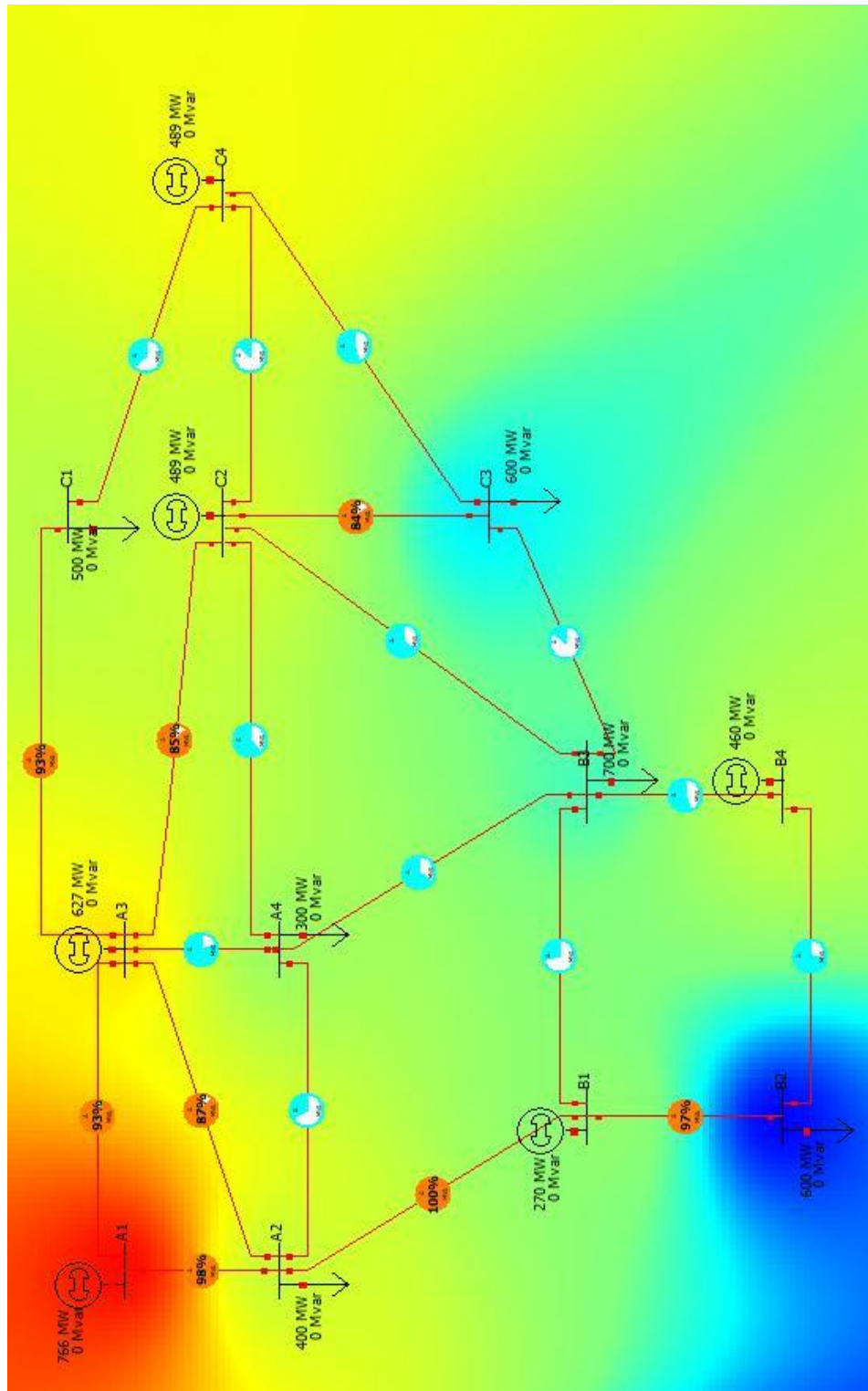


Figura A2.5: Sistema de tres zonas. Capacidad de intercambio calculada con FB

Por último, se muestra en la figura A2.5 un esquema similar al de la figura A2.4, pero usando el método FB para el cálculo de la capacidad de intercambio. En ella se muestran los intercambios que llevan al sistema más cerca de sus límites y que toman los siguientes valores: 449,7 MW $A \rightarrow B$, 243 MW $A \rightarrow C$ y 120 MW $C \rightarrow B$.

A.3 Hoja de cálculo

En este apartado se hace una descripción funcional de la hoja de cálculo que se ha desarrollado para este proyecto²⁹.

En primer lugar, es necesario habilitar los macros. El complemento *solver* es necesario para la utilización de la hoja; si está habilitado, aparece en la pestaña datos. Si no aparece, hay que cargarlo:

- Se pincha en *Opciones de Excel* del botón de *Microsoft Office*
- Se hace click en *complementos*, y en administrar se selecciona *Complementos de Excel*
- Se pincha en *Ir*, y se selecciona la casilla de *complemento solver* en *complementos disponibles*
- Se da al botón de *aceptar*

Para resolver el problema FB, el primer paso es, en la hoja PTDF-, completar los espacios sombreados:

- La tabla *GSK* formar parte de la definición que se halla hecho de la red
- La tabla *PTDF nodal* está expresada en %, y se obtiene haciendo un análisis de sensibilidades tal y como se explica en el apartado 3.1.

En la misma hoja, se pincha en el botón *Calcular PTDF*. Este botón simplemente multiplica las matrices *GSK* y *PTDFnodal* para obtener los *PTDFzonal* y *PTDF* de intercambios.

A continuación, en la hoja *FBexplicit-*, se rellenan las siguientes casillas sombreadas:

- En la columna *nominado*, se introducen los flujos de potencia de las líneas después de resolver un flujo de cargas en continua
- La columna *límite físico* representa el límite físico de la línea en MW. La columna de mismo nombre no sombreada es simplemente para facilitar los cálculos al programa
- Las columnas dentro de la matriz *pujas* se rellenan conforme a las pujas que se hayan considerado

²⁹ Se puede aprender a manejar las principales funciones del software *PowerWorld* descargándose manuales de su página web: www.powerworld.com

El siguiente paso es resolver el problema de optimización con el complemento *solver*. Para ello:

- Se pincha en el botón *solver* de la pestaña *datos*
- En opciones, se seleccionan las pestañas *adoptar modelo lineal* y *adoptar no negativos*
- Se rellenan los campos del problema. En esta hoja ya están rellenos, pero se pueden cambiar. Estos son:
 - En el campo *celda objetivo* se introduce la función objetivo del problema, que es la casilla *market value* (se pincha en la opción *máximo*)
 - Las casillas que se seleccionan para el campo *cambiando las celdas* son las columnas *adjudicada* dentro de las matrices pujas
 - En el campo *sujetas a las siguientes restricciones* se introducen las restricciones del problema. A saber (para añadir una restricción se pincha en *agregar*):
 - La capacidad *adjudicada* tiene que ser menor o igual que la capacidad *requerida*
 - Las columnas *margen ida* y *margen vuelta* tienen que ser menores o iguales que las columnas *margen ida inicial* y *margen vuelta inicial*, respectivamente
- A continuación se pincha en *resolver*
- En el cuadro de diálogo que sale a continuación, marcamos la opción *sensibilidad* dentro de la opción *informes* y pinchamos *aceptar*
- Aparece una nueva hoja con un informe de sensibilidades del problema de optimización. De ahí copiamos las columnas de precio sombra y las pegamos en las columnas correspondientes de la hoja *Fbexplicit*-. De este modo, se actualizan los valores de precios marginales

Los resultados que se obtienen son los siguientes:

- Capacidad *adjudicada total* y *precio marginal de la subasta* para cada sentido de cada interconexión
- *Valor neto de mercado*
- *Recaudación* del organizador de la subasta
- El precio sombra asociado a cada sentido (ida y vuelta) de cada línea es no nulo si la línea llega a su límite

BIBLIOGRAFÍA

- [1] North American Electric Reliability Council. *Available Transfer Capability Definitions and Determination*. Junio 1996.
- [2] North American Electric Reliability Council. *Transmission Capability Margins and Their Use in ATC Determination*. Junio 1999.
- [3] New York Independent System Operator. *Transmission Services Manual*, versión 2.0. Febrero 2005.
- [4] Province of Nova Scotia Electricity Marketplace Governance Committee. *Final Report*. Octubre 2003.
- [5] Resolución de 1 de diciembre de 2011, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación del sistema 4.0 «Gestión de las Conexiones Internacionales». BOE de 24 de diciembre de 2011.
- [6] Reglas de Asignación de Capacidad para la Interconexión Francia-España (Reglas IFE). Versión 3.0, de 27 de mayo de 2009. BOE de 30 de mayo de 2009.
- [7] CWE Enhanced Flow-Based Market Coupling Feasibility Report, versión 2.0. Pentilateral Energy Forum, París, 28 de octubre de 2011.
- [8] Enhanced CWE Flow-Based Market Coupling. Presentation of the updated feasibility report. Pentilateral Energy Forum, París, 28 de octubre de 2011.
- [9] Aurélie Dufour. *Capacity Allocation Using the Flow-Based Method*. Tesis de Fin de Máster, KTH Electrical Engineering, 2007.
- [10] Conclusiones. Consejo Europeo. Bruselas, 8 de mayo de 2012
- [11] Ákos Füzi, Gergely Mádi-Nagy. *Flow-based Capacity Allocation in the CEE Region: Sensitivity Analysis, Multiple Optima, Real Income*. Rutgers Center for Operations Research. Rutgers University, Nueva Jersey, EEUU, febrero de 2012.
- [12] Hung-po Chao, Stephen Peck, Shmuel Oren, Robert Wilson. *Flow-Based Transmission Rights and Congestion Management*. The Electricity Journal, octubre 2000, pp. 38-58.
- [13] Conclusiones. XXth European Electricity Regulatory Forum. Florencia, 23-24 de mayo de 2011.
- [14] Conclusiones. XXIth European Electricity Regulatory Forum. Florencia, 5-6 de diciembre de 2011.

- [15] ACER Agency for the Cooperation of Energy Regulators. *Framework Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management for Electricity*. 29 de julio de 2011
- [16] Jody Verboomen, Dirk Van Hertem, Pieter H. Schavemaker, Wil L. Kling, Ronnie Belmans. *Phase Shifting Transformers: Principles and Applications*. International Conference on Future Power Systems. Amsterdam, 18 de noviembre de 2005.
- [17] Dirk Van Hertem. *The Use of Power Flow Controlling Devices in the Liberalized Market*. Tesis Doctoral, Katholieke Universiteit Leuven, enero de 2009.
- [18] Asta Sihvonen-Punkka. *EREG Framework Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management – The Role of Regulators in Relation to the CM*. Baltic Electricity Miniforum, Jurmala, Letonia, 1 de octubre de 2010.
- [19] ERGEG European Regulators Group for Electricity and Gas. *Draft Framework Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management for Electricity*. 8 de septiembre de 2010.
- [20] Marcel Goic F. *Repaso del Algoritmo SIMPLEX*. Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Departamento de Ingeniería Industrial.
- [21] OMEL. VII Subasta de contratos de diferencia de precios entre el sistema eléctrico español y portugués (Subasta Interconexión España-Portugal). 17 de mayo de 2012
- [22] OMEL. Resultados de la VI subasta de contratos financieros basados en la diferencia de precios entre el sistema eléctrico español y portugués. 13 de diciembre de 2011.
- [23] CESI Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano Giacinto Motta. Análisis de la Necesidad de una Nueva Interconexión entre Francia y España – Documento nº 1. 18 de marzo de 2008.
- [24] Pablo Ledesma Larrea. *Apuntes de Operación y Control de Sistemas Eléctricos*. Universidad Carlos III de Madrid, Departamento de Ingeniería Eléctrica.
- [25] Julio Usaola García. *Apuntes de Regulación de Sistemas Eléctricos*. Universidad Carlos III de Madrid, Departamento de Ingeniería Eléctrica.
- [26] Europex-ETSO. Development and Implementation of a Coordinated Model for Regional and Inter-Regional Congestion Management, interim report. Abril de 2008
- [27] Europex-ETSO. Development and Implementation of a Coordinated Model for Regional and Inter-Regional Congestion Management, final report. Enero de 2009
- [28] Supponen. *Presentation on Loop Flows*. XXIIth European Electricity Regulatory Forum. Florencia, 22 de mayo de 2012.
- [29] ENTSO-E European Network of Transmission System Operators for Electricity. 2011 Factsheet. Febrero de 2011.
- [30] ENTSO-E European Network of Transmission System Operators for Electricity. Provisional Memo 2011. Abril de 2012.

- [31] Europex-ETSO. Market Results; Daily Arithmetic Average Spot Prices May-June. Junio de 2012.
- [32] Alain Marien. *Presentation on Loop Flows*. XXIIth European Electricity Regulatory Forum. Florencia, 22 de mayo de 2012.
- [33] Conclusiones. XXIIth European Electricity Regulatory Forum. Florencia, 22-23 de mayo de 2012.
- [34] ENTSO-E. Draft Network Code on Capacity Allocation and Congestion Management. 26 de agosto de 2012.
- [35] REE Red Eléctrica de España, Dirección General De Operación. Límites del Sistema Eléctrico a la Integración de Generación de Régimen Especial. Febrero 2011
- [36] REE Red Eléctrica de España. Informe del Sistema Eléctrico Español 2011. 27 de Julio de 2012
- [37] ENTSO-E European Network of Transmission System Operators for Electricity. Winter Outlook Report 2012 and Summer Review 2011.
- [38] Frontier Economics y Consentec. *Relevance of established national bidding areas for European power market integration – an approach to welfare oriented evaluation*. Octubre de 2011.
- [39] ČEPS, MAVIR, PSE Operator y SEPS. Position regarding the issue of Bidding Zones Definition; a response to the Consentec Study: Relevance of established national bidding areas for European power market integration – an approach to welfare oriented evaluation. Marzo de 2012.